



**Уральский  
федеральный  
университет**

имени первого Президента  
России Б.Н.Ельцина

**Уральский  
энергетический  
институт**

**С. С. АНАНИЧЕВА**

**С. Н. ШЕЛЮГ**

# ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Учебное пособие





Министерство науки и высшего образования  
Российской Федерации  
Уральский федеральный университет  
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

С. С. Ананичева, С. Н. Шелюг

# **Электроэнергетические системы и сети**

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом  
Уральского федерального университета  
для студентов вуза, обучающихся  
по направлению подготовки  
13.03.02 — Электроэнергетика и электротехника

Екатеринбург  
Издательство Уральского университета  
2019

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.27я73

А63

Рецензенты:

главный научный сотрудник АО «НТЦ ФСКЕЭС», д-р техн. наук, проф.

*В. Э. Воротницкий;*

старший научный сотрудник, канд. техн. наук *П. Е. Мезенцев* (Институт теплофизики Уральского отделения Российской академии наук)

Научный редактор — д-р техн. наук, проф. *С. И. Бартоломей*

**Ананичева, С. С.**

А63 Электроэнергетические системы и сети : учебное пособие / С. С. Ана-  
ничева, С. Н. Шелюг. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. — 296 с.

ISBN 978-5-7996-2638-9

Учебное пособие разработано на основе опыта чтения дисциплин, входящих в модуль «Электроэнергетические системы и сети».

В пособии приведены определения энергетической и электроэнергетической систем, рассмотрены технологические особенности энергосистем, элементы конструктивного исполнения линий электропередачи, указаны основные параметры и характеристики элементов электроэнергетической системы. Рассмотрены способы представления элементов электроэнергетической системы при анализе установившихся режимов ее работы и методики оценки параметров электрических режимов.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» бакалавриата, также может быть полезным для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» магистратуры.

Библиогр.: 12 назв. Табл. 12. Рис. 153.

УДК 621.311(075.8)

ББК 31.27я73

ISBN 978-5-7996-2638-9

© Уральский федеральный  
университет, 2019



# Оглавление

---

<b>1. Электроэнергетические системы, их элементы и технологические особенности .....</b>	<b>6</b>
1.1. Определения энергетической и электроэнергетической систем .....	6
1.2. Элементы энергосистем и их характеристика .....	7
1.3. Электроустановки. Номинальные данные установок .....	12
1.4. Классификация электрических сетей энергосистем .....	16
1.5. Назначение и методы расчета установившихся режимов электрических сетей .....	19
<b>2. Конструкция воздушных линий электропередачи .....</b>	<b>23</b>
2.1. Основные элементы конструкции воздушных линий электропередачи .....	23
2.2. Элементы конструкции проводов воздушных линий .....	25
2.3. Элементы конструкции опор воздушных линий .....	28
2.4. Элементы конструкции изоляторов и линейной арматуры .....	35
2.5. Явления вибрации и пляски проводов воздушных линий .....	38
<b>3. Кабельные линии .....</b>	<b>43</b>
3.1. Элементы конструкции кабельных линий .....	43
3.2. Способы прокладки кабельных линий .....	48
<b>4. Схемы замещения и параметры элементов электрических сетей .....</b>	<b>51</b>
4.1. Параметры схемы замещения линий электропередачи .....	52
4.2. Параметры схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов .....	65
<b>5. Электрические нагрузки и источники электроэнергии .....</b>	<b>78</b>
5.1. Характеристика комплексного узла нагрузки .....	78
5.2. Статические характеристики комплексного узла нагрузки .....	82
5.3. Представление нагрузок в расчетных схемах электрических сетей .....	84
5.4. Представление источников в расчетных схемах электрических сетей .....	87
<b>6. Графики электрических нагрузок .....</b>	<b>92</b>
6.1. Виды графиков нагрузок .....	92
6.2. Суточный график и его характеристики .....	97
6.3. Годовые графики и их характеристики .....	99
6.4. Проблема покрытия суточного графика энергосистемы .....	102
<b>7. Потери мощности в электрических сетях .....</b>	<b>106</b>
7.1. Потери мощности на участке сети .....	106
7.2. Расчет потерь мощности в элементах электрических сетей .....	114
<b>8. Потери электроэнергии в электрических сетях .....</b>	<b>121</b>
8.1. Структура потерь электроэнергии в электрических сетях .....	121
8.2. Принципы расчета потерь электроэнергии в сетях .....	123

8.3. Практические методы определения переменных потерь электроэнергии....	126
8.4. Особенности расчета потерь энергии в элементах сетей.....	129
<b>9. Расчеты установившихся режимов разомкнутых сетей .....</b>	<b>131</b>
9.1. Векторные диаграммы токов и напряжений участка сети.....	132
9.2. Векторные диаграммы напряжений и токов разветвленной сети .....	139
9.3. Алгоритмы расчета установившихся режимов разомкнутой электрической сети .....	142
9.3.1. Расчет установившегося режима по параметрам конца передачи ....	143
9.3.2. Расчет установившегося режима по параметрам начала передачи ...	146
9.3.3. Расчет установившегося режима разомкнутой сети по напряжению питающего узла и мощностям нагрузки.....	148
<b>10. Расчет режима сети с двусторонним питанием .....</b>	<b>152</b>
10.1. Правило электрических моментов для токов и мощностей.....	153
10.2. Правило моментов для однородной сети.....	155
10.3. Расчет установившегося режима сети с двусторонним питанием в токах.....	157
10.3.1. Расчет сети с двусторонним питанием в токах при равных напряжениях по концам передачи.....	158
10.3.2. Расчет сети с двусторонним питанием в токах при различных напряжениях по концам передачи.....	160
10.4. Расчет сети с двусторонним питанием в мощностях.....	162
10.4.1. Расчет сети с двусторонним питанием в мощностях при равенстве напряжений по концам передачи .....	162
10.4.2. Расчет сети с двусторонним питанием в мощностях при различных напряжениях по концам передачи .....	165
<b>11. Методы расчета режимов сложноразомкнутых сетей .....</b>	<b>167</b>
11.1. Задачи расчета режимов сложных электрических сетей .....	167
11.1.1. Обзор методов расчета режимов сложноразомкнутых сетей.....	167
11.1.2. Расчетные нагрузки потребителей.....	169
11.1.3. Учет комплексных коэффициентов трансформации .....	171
11.2. Основные положения метода преобразования сложноразомкнутых электрических сетей .....	174
11.2.1. Разнос нагрузок на магистральном участке сети .....	174
11.2.2. Разнос нагрузки из центра звезды .....	177
11.2.3. Объединение концевых источников питания или нагрузок .....	180
11.2.4. Преобразование пассивных схем.....	182
11.3. Уравнения узловых напряжений.....	183
11.3.1. Вывод систем уравнений узловых напряжений .....	183
11.3.2. Алгебраическая и тригонометрическая формы уравнений узловых напряжений .....	187
11.3.3. Учет коэффициентов трансформации.....	189
11.3.4. Линеаризация уравнений узловых напряжений .....	190

11.4. Метод контурных уравнений.....	192
11.4.1. Элементы теории графов .....	193
11.4.2. Вывод контурных уравнений в форме токов.....	194
11.4.3. Правило записи контурных уравнений на основе теории графов...	197
11.4.4. Контурные уравнения в форме мощностей .....	199
11.4.5. Контурные уравнения для однородной сети.....	200
11.5. Метод коэффициентов распределения .....	201
11.5.1. Содержание метода коэффициентов распределения.....	202
11.5.2. Определение коэффициентов распределения .....	205
11.5.3. Алгоритм расчета установившегося режима сети методом коэффициентов распределения .....	209
<b>12. Параметры качества электроэнергии и балансы мощностей в ЭЭС.....</b>	<b>211</b>
12.1. Параметры качества электроэнергии.....	211
12.2. Влияние параметров качества на работу потребителей и оборудования энергосистем .....	213
12.3. Балансы мощностей и их связь с частотой и напряжением .....	218
<b>13. Поддержание частоты в электроэнергетических системах.....</b>	<b>226</b>
13.1. Характеристики первичных двигателей .....	226
13.2. Принципы определения частоты в энергосистеме .....	230
13.2.1. Сущность первичного и вторичного регулирования частоты в энергосистеме .....	230
13.2.2. Определение частоты при динамических изменениях нагрузки...	232
13.2.3. Определение частоты при аварийных отключениях генераторов...	236
13.3. Работа частотоведущих станций.....	238
13.4. Автоматическое регулирование частоты.....	242
<b>14. Регулирование напряжения в электрических системах.....</b>	<b>245</b>
14.1. Принципы и средства регулирования напряжения.....	245
14.1.1. Принципы регулирования напряжения .....	246
14.1.2. Проверка возможности централизованного регулирования напряжения .....	249
14.1.3. Способы и средства регулирования напряжения.....	254
14.2. Регулирование напряжения силовыми трансформаторами.....	257
14.2.1. Способы регулирования напряжения трансформаторами .....	257
14.2.2. Выбор рациональных регулировочных ответвлений .....	264
14.3. Продольное и поперечное регулирование напряжения.....	272
14.4. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности .....	275
14.4.1. Принципы регулирования напряжения с помощью компенсирующих устройств .....	275
14.4.2. Виды компенсирующих устройств и их особенности.....	280
14.5. Регулирование напряжения изменением параметров сети .....	289
<b>Библиографический список.....</b>	<b>294</b>

# 1. Электроэнергетические системы, их элементы и технологические особенности

## 1.1. Определения энергетической и электроэнергетической систем

Согласно ПУЭ [1] энергетической системой называется совокупность электростанций, линий электропередачи, подстанций и тепловых сетей, связанных в одно целое общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения электрической и тепловой энергии.

В качестве примера на рис. 1.1 приведен упрощенный технологический цикл энергосистемы с тепловой электростанцией.

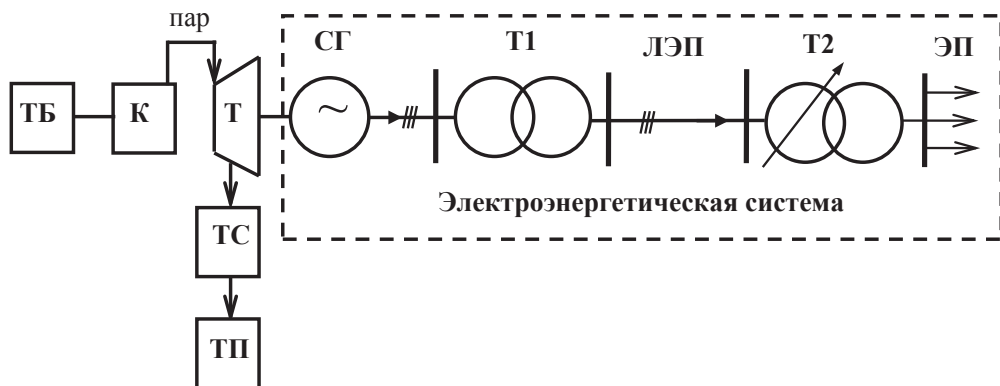


Рис. 1.1. Технологическая схема производства и распределения тепловой и электрической энергии

Процесс производства и распределения электрической энергии включает следующие основные этапы:

- добычу, транспортировку на склад и приготовление топлива, условно обозначенные как топливная база (ТБ);

- сжигание топлива в котле (К) с преобразованием химической энергии топлива в тепловую энергию пара и доведением параметров пара до требуемых в пароперегревателях;
- пар подается на лопатки турбины (Т), тепловая энергия пара переходит в механическую энергию вращения турбины;
- на одном валу с турбиной находится синхронный генератор (СГ), преобразующий механическую энергию вращения в электрическую. В трехфазной статорной обмотке генератора возникает синусоидальная электродвижущая сила за счет вращающегося магнитного поля ротора и при включении нагрузки возникает электрический переменный ток промышленной частоты 50 Гц;
- после генератора электрическая мощность поступает в повышающий трансформатор (Т1), где происходит преобразование ее параметров — повышение класса напряжения;
- далее электрическая мощность передается по линиям электропередачи (ЛЭП), обычно на значительные расстояния, к потребителям электроэнергии (ЭП). Перед потреблением электроэнергии выполняется преобразование ее параметров в понижающих трансформаторах (Т2) — снижение класса напряжения.

Процесс производства и распределения тепловой энергии включает все этапы получения пара, далее выполняются отборы пара из турбины для подготовки пара и горячей воды и отпуска их потребителям тепла (ПТ) по тепловым сетям (ТС).

Элементы технологической схемы делятся на два вида: передающие — транспортер, паропровод, вал, линия электропередачи; преобразующие — котел, турбина, генератор, трансформатор. Все элементы технологической схемы производства электроэнергии являются элементами энергосистемы.

Электроэнергетической системой называется часть энергосистемы, состоящая из генераторов, распределительных устройств, сетей и электроприемников.

## **1.2. Элементы энергосистем и их характеристика**

*Электростанция* — элемент энергосистемы, предназначенный для преобразования химической энергии топлива в тепловую и электри-



ческую, состоит из топливного склада, котельного и турбинного агрегатов, генератора и распределительных устройств.

На электростанции имеется большое хозяйство собственных нужд, служащее для обеспечения нормального технологического цикла.

Классификацию основных типов электростанций можно провести по особенностям технологического процесса производства электроэнергии и используемым видам энергоресурсов.

По виду энергоресурсов можно выделить электростанции, использующие:

- органическое топливо (ТЭС);
- ядерное (АЭС);
- гидроэнергию (ГЭС);
- солнечную энергию (СЭС);
- энергию ветра (ВЭС);
- тепло подземных вод (ГеоТЭС) и т. д.

Особенности технологического процесса производства электроэнергии электростанций зависят от типа первичного двигателя, вращающего генератор переменного тока. По этому признаку электростанции подразделяются:

- на конденсационные (КЭС, АКЭС);
- теплоэлектроцентрали (ТЭЦ, АТЭЦ);
- гидравлические (ГЭС, ГАЭС);
- газотурбинные (ГТС);
- парогазовые (ПГУ);
- магнитогидродинамические (МГДЭС);
- дизельные (ДЭС).

К КЭС обычно относятся электростанции, потребляющие органическое топливо (уголь, газ, мазут, торф, сланец), турбины которых работают по конденсационному циклу, когда практически весь пар, вырабатываемый парогенератором, конденсируется и его энергия преобразуется в механическую энергию вала турбины, а затем и в электрическую.

На ТЭЦ значительная часть тепловой энергии передается по трубам потребителям и используется непосредственно в технологических процессах. И лишь часть тепловой энергии непосредственно преобразуется в электрическую. На ТЭЦ для этого устанавливают турбоагрегаты двух типов: теплофикационные и противодавления.

АЭС используют энергию ядерного горючего, также преобразующегося в тепловую энергию пара. АЭС могут использоваться как КЭС и как ТЭЦ, соответственно они обозначаются АКЭС и АТЭЦ.

ГАЭС предназначены, как показано на рис. 1.2, для выравнивания графика нагрузки энергосистемы и являются гидроэлектростанциями с двумя водохранилищами с достаточно большим перепадом высот между верхним и нижним бьефами. ГАЭС в часы максимума электропотребления генерируют электрическую энергию за счет сработки воды верхнего водохранилища в нижнее, а в часы минимума работают как потребители электроэнергии — насосы, закачивающие воду из нижнего бассейна в верхний. При наличии ГАЭС снижается величина необходимой установленной генерирующей мощности в ЭЭС.

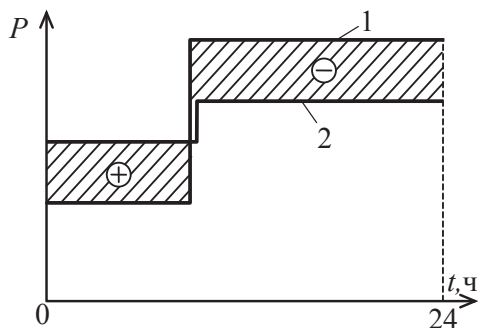


Рис. 1.2. График нагрузки энергосистемы без ГАЭС (1) и с ГАЭС (2)

Газотурбинные станции (ГТС) непосредственно преобразуют энергию сгорания газообразного топлива в механическую и затем — электрическую.

Изготавливаются также парогазовые установки (ПГУ) двух типов, работающие по смешанному циклу. Первый тип ПГУ основан на сбросе уходящих газов газовой турбины в паровой котел, где газ сжигается и энергия пара вращает паровую турбину. Во втором типе ПГУ используется высоконапорный парогенератор, пар из которого поступает в паровую турбину, а уходящие газы — в газовую. Таким образом, блок ПГУ включает две турбины газовую и паровую и соответственно два генератора. Особенностью ПГУ является необходимость предварительного разворота газовых турбин.

Кроме отмеченных выше типов, имеются нетрадиционные типы электрогенерирующих станций. К ним относятся электростанции с магнетогидродинамическими (МГД) генераторами, приливные электростанции (ПЭС), ветровые, гелиоустановки, установки на биотопливе и т. д. Как в настоящее время, так и в обозримом будущем эти типы электростанций едва ли будут играть существенную роль в энергобалансе страны.

Все виды тепловых электростанций, включая атомные, обладают достаточно низким коэффициентом полезного действия (КПД) по теплу. Использование электростанций для теплофикации позволяет повысить полный КПД. В табл. 1.1 приведены ориентировочные значения КПД электроустановок.

Таблица 1.1

**Коэффициенты полезного действия электроустановок**

№ п/п	Электроустановка	КПД, %
1	Конденсационная станция на органическом топливе	37–42
2	Теплоэлектроцентральный на органическом топливе	70–75
3	Конденсационная станция на ядерном топливе	30–35
4	Теплоэлектроцентральный на ядерном топливе	53–58
5	Парогазовая установка (электрический)	55–60
6	Парогазовая установка (полный)	83–88
7	Синхронный генератор	95–98
8	Линия электропередачи	95–99

Электрические станции, как правило, объединены в единую электроэнергетическую систему, работа электростанций в рамках объединения имеет ряд преимуществ по сравнению с их отдельной работой.

При объединении электростанций в энергосистему достигается:

- снижение суммарного резерва мощности;
- уменьшение суммарного максимума нагрузки;
- взаимопомощь в случае неодинаковых сезонных изменений мощностей электростанций;
- взаимопомощь в случае неодинаковых сезонных изменений нагрузок потребителей;
- взаимопомощь при ремонтах;
- улучшение использования мощностей каждой электростанции;
- повышение надежности электроснабжения потребителей;
- возможность увеличения единичной мощности агрегатов и электростанций;
- возможность единого центра управления;
- улучшение условий автоматизации процесса производства и распределения электроэнергии.

В табл. 1.2 приведена ориентировочная структура установленных мощностей электростанций России.

Таблица 1.2

**Структура установленных мощностей электростанций России**

№ п/п	Электроустановка	Установленная мощность, %
1	Тепловые электростанции	68
2	Гидроэлектростанции	18
3	Атомные электростанции	12
4	Нетрадиционные электростанции	2

Кроме электростанций, в состав электроэнергетической системы входят подстанции, распределительные пункты, линии электропередачи различных классов напряжений и потребители электроэнергии.

*Подстанция* это электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов, распределительных устройств, собственных нужд и устройств управления.

*Распределительный пункт* — устройство, предназначенное для распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации.

*Линией электропередачи* (ЛЭП) называется устройство для передачи и распределения электроэнергии. Линии электропередачи бывают воздушные (ВЛЭП) при передаче электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе, и кабельные (КЛЭП), проложенные в закрытых конструкциях.

*Потребители электроэнергии* представляют собой широкую совокупность различного вида электроприемников.

*Электроприемник* — электрическая часть установки, получающая электроэнергию от источника и преобразующая ее в другие виды энергии.

Состав электроприемников весьма разнообразен, электроприемники можно классифицировать по различным признакам: роду используемого тока (постоянный, переменный, импульсный); номинальному напряжению (низковольтные — до 1000 В, высоковольтные — выше 1000 В); режиму нейтрали (глухозаземленная, эффективно заземленная, компенсированная, изолированная); режимам работы (продолжительно неизменный, кратковременный, повторно-кратковременный); требованиям по надежности и бесперебойности питания (I, II, III первой категории, особо ответственные); степени симметрии нагрузки (трехфазные, двухфазные, однофазные) и т. д.

Особенности режимов работы основных видов электроприемников, с одной стороны, определяют их требования к построению схем электроснабжения, надежности и качеству электроэнергии, поставляемой электроэнергетическими системами, а с другой стороны, влияют на работу самих энергосистем и должны учитываться при решении вопросов их функционирования [7].

Электроэнергия практически не аккумулируется, поэтому сколько выработано электроэнергии в данный момент, столько ее и отдано потребителю за вычетом потерь. Производство, преобразование, распределение и потребление происходят одновременно и практически мгновенно. Поэтому все элементы электроэнергетических систем, как правило, объединены в единую схему и работают синхронно в общем режиме. Ремонты, аварии и т.д. приводят к снижению количества электроэнергии, выдаваемой потребителю (при отсутствии резерва), и, как следствие, к недоиспользованию установленного оборудования.

В современной электроэнергетике России производство, передача, распределение и потребление электроэнергии практически полностью выполняются на переменном токе промышленной частоты (50 Гц). Высокие скорости протекания процессов в энергосистемах обуславливают необходимость использования автоматики в широких пределах, вплоть до полной автоматизации процесса производства и потребления электроэнергии, и исключение возможности вмешательства персонала. Например: длительность волновых процессов, с: ( $10^{-3} - 10^{-6}$ ); отключения и включения —  $10^{-1}$ ; продолжительность коротких замыканий ( $10^{-1} - 10^{-2}$ ), качаний (1–10).

### **1.3. Электроустановки. Номинальные данные установок**

---

Электроустановки, согласно ПУЭ, это установки, в которых производится, преобразуется, распределяется и потребляется электроэнергия.

Номинальными током, напряжением, мощностью, коэффициентом мощности и т.д. электроустановки являются паспортные данные (практически это данные, при которых работа электроустановки наиболее экономична).



Под номинальным напряжением понимается междуфазное напряжение сети, элементов электроэнергетической системы и электроприемников.

Для облегчения обеспечения требуемых уровней напряжений на шинах потребителей электроэнергии значения номинальных напряжений на одном классе напряжения различаются у элементов электроэнергетической системы. Так, шкалы номинальных напряжений генераторов и вторичных обмоток трансформаторов выбраны выше на (5–10) % номинальных напряжений потребителей, линий электропередачи и первичных обмоток трансформаторов.

На рис. 1.3, а и 1.3, б показаны схема сети и диаграмма напряжений передачи электроэнергии от генератора (Г) через повышающий трансформатор (Т1), линию электропередачи (ЛЭП), понижающий трансформатор (Т2) к шинам потребителя (П). За базу отсчета принято номинальное напряжение потребителя  $U_n$ , номинальное напряжение генератора и вторичной обмотки трансформатора выше,  $U_{нг} = 1,05 U_n$ . С помощью рационально выбранных номинальных напряжений и коэффициентов трансформации удастся компенсировать падение напряжения в электропередаче ( $\Delta U_{T1}$ ,  $\Delta U_{ЛЭП}$ ,  $\Delta U_{T2}$ ) и поддерживать у потребителя номинальное напряжение.

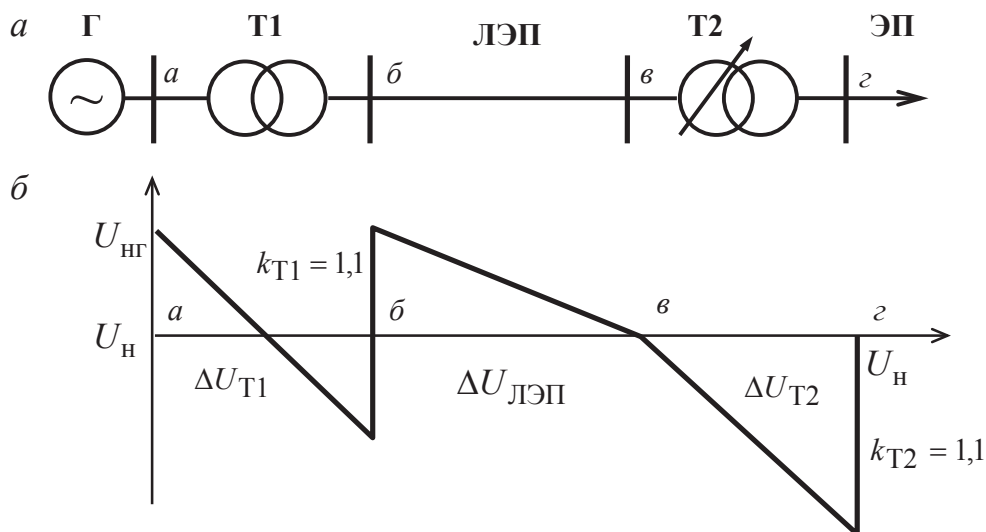


Рис. 1.3. Схема электропередачи (а) и диаграмма напряжений электропередачи (б)

Шкала номинальных напряжений в киловольтах (кВ) электроустановок трехфазного переменного тока частотой 50 Гц приведена в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Шкала номинальных напряжений электроустановок, кВ

Сети и электроприемники	Генератор	Трансформатор		Наибольшее рабочее напряжение
		первичная обмотка	вторичная обмотка	
0,22	0,23	0,22	0,23	—
0,38	0,4	0,38	0,4	—
0,66	0,69	0,66	0,69	—
3	3,15	3; 3,15	3,15; 3,3	3,6
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6,9
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	11,5
—	13,8	13,8	—	—
—	15,75	15,75	—	—
—	18	18	—	—
20	20; 24	20	22	23
35	—	35	36,75; 38,5	40,5
110	—	110; 115	115; 121	126
150	—	150; 158	158; 165	172
220	—	230	242	252
330	—	330	347	363
500	—	500	525	525
750	—	750	787	787
1150	—	1150	—	1207,5

Как видно из табл. 1.3, максимально допустимые рабочие напряжения превышают номинальные на 15 % ( $U_n \leq 220$  кВ), 10 — ( $220 < U_n < 500$ ) и 5 — ( $U_n > 500$ ).

*Номинальный коэффициент трансформации* — отношение номинальных напряжений обмоток трансформатора.

*Номинальные мощности* указываются для генераторов и трансформаторов, причем для турбогенераторов задаются активные мощности ( $P_n$ , кВт), для гидрогенераторов и трансформаторов — полные мощности ( $S_n$ , кВА). Шкала номинальных мощностей турбогенераторов и трансформаторов приведена в табл. 1.4.

Таблица 1.4

**Шкала номинальных мощностей турбогенераторов и трансформаторов**

Номинальные мощности турбогенераторов, МВт	Номинальные мощности трансформаторов, кВА	
	Старая шкала	Новая шкала
4	5,6	—
6	7,5	—
12	10,0	10
25	15,0	16
30	20,0	25
50	31,5	(32)
60	40,5	40
63	60,0	63
100	75,0	—
150	82,5	(80)
160	120,0	100
200	180,0	(125)
220	240,0	(200)
300	360,0	(500)
320	—	Далее — кратные 10
500	—	
800	—	
1000	—	
1200	—	

Старую шкалу имеют трансформаторы, выпущенные до 1961 года. Новая шкала построена так, чтобы существовали мощности, кратные десяти. Некоторые исключения наблюдаются для мощностей, указанных в скобках.

Для гидрогенераторов не существует стандартной шкалы мощностей, так как они изготавливаются индивидуально с учетом водного стока конкретной ГЭС.

*Номинальный коэффициент мощности* задается для генераторов и электродвигателей и показывает, какая предельная реактивная мощность допустима при номинальной активной (полной) мощности и номинальном напряжении установки. Допустимые параметры регламентируются правилами технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ).

## 1.4. Классификация электрических сетей энергосистем

---

Современные электроэнергетические системы включают электрические сети различной конфигурации от весьма сложных многоконтурных до разомкнутых радиальных сетей, объединенных для совместной работы. Электрические сети принято классифицировать по конфигурации, функциональному назначению, классу напряжения и т. д.

Классификация электрических сетей *по виду тока* производится на сети постоянного и переменного тока.

В настоящее время подавляющее число основных сетей выполнено в трехфазном исполнении на переменном токе.

Достоинствами использования переменного тока являются: совпадение вида тока генерации и потребления, развитая номенклатура оборудования на переменном токе; возможность трансформации переменного тока для передачи и распределения.

Недостатками использования переменного тока являются: проявление реактивных и емкостных элементов передачи, реактивной мощности; ограничение передачи мощности по линии по статической устойчивости индуктивным сопротивлением; повышенная опасность переменного тока и магнитного поля для человека.

Область применения постоянного тока должна быть обоснована экономически. Так как все электрические системы, действующие в большой энергетике, являются системами переменного тока, то передачи постоянного тока всегда связывают между собой две системы переменного тока.

Преимущества постоянного тока проявляются в отсутствии ограничения передачи мощности по статической устойчивости и гибком регулировании перетоков, возможности соединения систем с различной частотой, низком уровне потерь в изоляции длинных кабельных линий.

Недостатки постоянного тока заключаются в сложности эксплуатации и дороговизне выпрямительного (В) и инверторного (И) устройств, а главное, в невозможности прямой трансформации постоянного тока и отсутствии коммутационного оборудования для работы на постоянном токе.

Структурная схема передачи постоянного тока показана на рис. 1.4: мощность передается из ЭЭС1 в ЭЭС2, при реверсивном потоке мощности В и И меняются своими ролями.

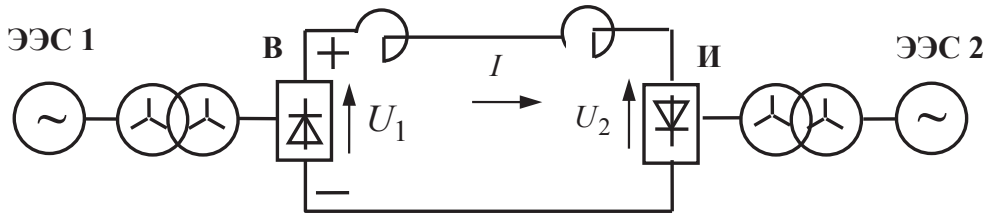


Рис. 1.4. Структурная схема передачи постоянного тока

Классификация сетей *по номинальному напряжению* предусматривает их деление [2]:

- на низковольтные с номинальным напряжением 1000 В и ниже;
- среднего напряжения — номинальным напряжением от 1 до 35 кВ;
- высоковольтные с номинальным напряжением 110 кВ и выше;
- сети с номинальными напряжениями 330, 500, 750, 1150 кВ условно относят к сетям сверхвысоких напряжений. Условность такой классификации объясняется тенденцией к сооружению сетей все более высоких классов напряжений.

По *функциональному назначению* электрические сети делятся на питающие и распределительные, системообразующие, районные и местные сети.

Питающие сети предназначены для передачи мощности от электростанций и крупных подстанций системы к центрам питания потребителей (центрам районов). Распределительные сети служат для распределения мощности от центральных, узловых подстанций системы между отдельными потребителями электрической энергии [5, 6].

Системообразующие сети предназначены для соединения между собой крупных источников электроэнергии (электростанций) и больших энергорайонов системы, а также для связи между электроэнергетическими системами. Последние называются межсистемными связями (МСС). Системообразующие сети обычно выполняются линиями сверхвысоких напряжений ( $U_{\text{ном}} \geq 220$  кВ).

Районные электрические сети служат для питания подстанций района энергосистемы и связывают крупные узловые питающие подстанции с более мелкими распределительными. Такие сети, как правило, выполняются на номинальных напряжениях до 220 кВ включительно. Следует отметить, что в последнее время наблюдаются тенденции к повышению классов напряжений районных электрических сетей, которые часто рассматриваются как распределительные.



Местные электрические сети служат для питания потребителей от районных подстанций и выполняются на номинальные напряжения 35 кВ и ниже.

Следует отметить, что такая классификация электрических сетей является условной, так как в ряде случаев распределительные сети относятся к системообразующим, местные — к распределительным и наоборот.

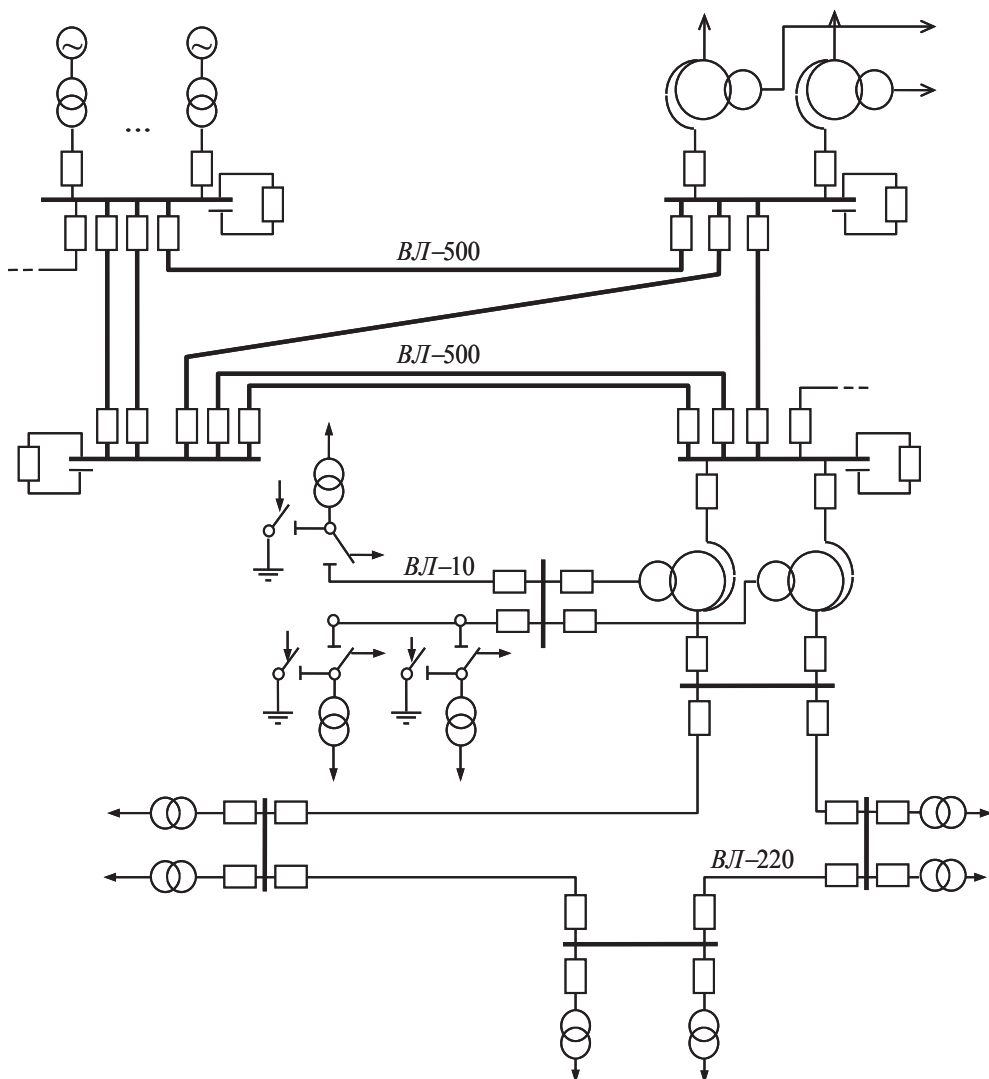


Рис. 1.5. Пример электрической схемы района энергосистемы

Кроме указанных видов электрических сетей, имеются сильно развитые сети электроснабжения промышленных предприятий и бытовых потребителей с номинальным напряжением 10 кВ и ниже.

На рис. 1.5 показана схема района электрической системы, включающей примеры системообразующей электрической сети номинальным напряжением 500 кВ (ВЛ–500), районной сети номинальным напряжением 220 кВ (ВЛ–220) и местной сети номинальным напряжением 10 кВ (ВЛ–10). Сеть 500 кВ является питающей по отношению к распределительным сетям 220–10 кВ. По своей конфигурации сеть 500 кВ является сложнзамкнутой, сеть 220 кВ — кольцевой, а сеть 10 кВ — разомкнутой радиальной.

По конфигурации электрические сети делятся на сложнзамкнутые, состоящие из нескольких замкнутых контуров, и разомкнутые. Сложнзамкнутыми сетями обычно являются системообразующие и распределительные сети. Характерными частными случаями замкнутых сетей являются отдельные электропередачи с двумя источниками питания и кольцевые сети. Кольцевая сеть может рассматриваться как частный случай сети с двухсторонним питанием при одинаковых напряжениях по концам передачи:  $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ . Разомкнутые сети могут быть разветвленными или радиальными. Разомкнутыми обычно выполняются сети электроснабжения предприятий, городские, местные сети и отдельные участки распределительных и системообразующих сетей.

## **1.5. Назначение и методы расчета установившихся режимов электрических сетей**

Анализ совместного функционирования элементов электрических систем выполняется при анализе различных режимов их работы. Совокупность подлежащих анализу режимов работы электроэнергетических систем можно разделить на установившиеся и переходные режимы.

Под установившимися режимами электроэнергетических систем понимаются такие режимы, параметры которых меняются медленно по сравнению со скоростью электромагнитных процессов промышленной частоты. Параметры переходных режимов могут меняться со скоростью сопоставимой со скоростью электромагнитных процессов [3–6].

При анализе режимов работы электроэнергетических систем используются модели элементов электрической сети: генераторов, трансформаторов, линий электропередачи и потребителей электроэнергии. Вид моделей элементов электрической сети зависит от вида анализируемых режимов. Ниже рассматриваются модели элементов электрических систем, пригодные для анализа установившихся режимов работы электроэнергетических систем.

Целью анализа установившихся режимов электроэнергетической системы, ее районов и отдельных линий электропередачи являются вычисление параметров этих режимов и сопоставление их с допустимыми значениями. Области допустимых значений параметров установившихся режимов определяются в соответствии с требованиями ГОСТ 32144–2013 на качество электроэнергии [2].

Под параметрами установившегося режима электрической сети понимаются: потоки активных и реактивных мощностей в начале и конце каждого участка электрической сети; потери мощности во всех элементах сетей; векторы токов на всех участках электрических сетей; векторы напряжений всех узлов сети.

В дальнейшем, если отсутствуют специальные оговорки, под потоком мощности будут пониматься трехфазные потоки полной —  $\underline{S}$  (МВА), активной —  $P$  (МВт) или реактивной —  $Q$  (Мвар) мощностей, при этом  $\underline{S} = P + jQ$ . Выражение для полной мощности записано с учетом ее активно-индуктивного характера. Под током понимается вектор фазного тока —  $\dot{I}$ , под напряжением — вектор линейного или междофазного напряжения —  $\dot{U}$ . Использование линейного напряжения в качестве базового для расчета параметров режима сети выполняется в соответствии со шкалой линейных (табл. 1.3) номинальных напряжений сети, указанных в ГОСТ 721–77.

Обычно при анализе параметров установившихся режимов, если отсутствуют особые условия, предполагается, что требования ГОСТ 32144–2013 соблюдаются. В этом случае рассматривается симметричная трехфазная сеть с одинаковыми параметрами схемы сети по фазам. Тогда анализ параметров установившегося режима трехфазной электрической сети переменного тока промышленной частоты 50 Гц может выполняться для одной — базовой фазы сети. Векторы напряжений и токов остальных двух фаз имеют такие же модули и сдвинуты по отношению к векторам базовой фазы на углы  $\pm 120^\circ$ .

При этом в качестве схемы замещения электрической сети используется схема замещения одной фазы и под значениями полного сопротивления  $\underline{Z} = R + jX$  и полной проводимости  $\underline{Y} = G \pm jB$  понимаются сопротивления и проводимости одной фазы сети. Схемы замещения элементов электрических сетей, которые используются при анализе их установившихся режимов, зависят от вида элемента, класса номинального напряжения сети и решаемой задачи (рассмотрены ниже в разделах 4 и 5 настоящего пособия).

Содержание, назначение и методы расчета и анализа установившихся режимов электрических сетей зависят от функционального назначения, конфигурации и класса номинального напряжения сети. Решение задач расчета установившихся режимов электрических сетей, независимо от их конфигурации, сводится к итерационному процессу последовательного уточнения параметров режимов. Указанное обстоятельство объясняется физическими свойствами электрических сетей переменного тока, а именно — нелинейными связями параметров установившегося режима. Например, потери мощности на участке сети квадратично зависят от токов или потоков мощностей на этом участке.

При выполнении расчетов электрических режимов удобно изображать схему электрической сети в виде графа сети, отображающего ее конфигурацию. В графе сети связи между узлами сети — линии электропередачи или трансформаторы, а узлы — шины нагрузок. На рис. 1.6 схематично показаны графы электрических сетей различных типов конфигурации: граф сложнзамкнутой электрической сети на рис. 1.6, *а*, графы разомкнутых сетей и сетей с двухсторонним питанием соответственно на рис. 1.6, *б* — 1.6, *д*.

Расчет параметров установившихся режимов разомкнутых сетей и сетей с двухсторонним питанием можно достаточно легко выполнить вручную. Применение ручных методов расчета, кроме того, очень полезно при качественном анализе и изучении свойств и параметров установившихся режимов электрических сетей любой конфигурации.

Расчет параметров установившихся режимов сложнзамкнутых электрических сетей обычно выполняется на основе анализа уравнений установившихся режимов или с использованием методов преобразования сети и получением эквивалентной сети более простой конфигурации.

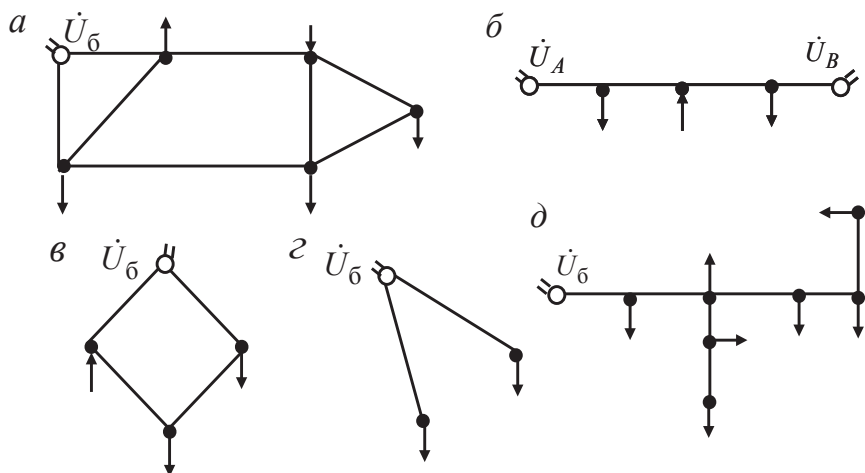


Рис. 1.6. Виды конфигурации электрических сетей:

*a* — сложнзамкнутая; *б* — с двусторонним питанием; *в* — кольцевая; *г* — радиальная;  
*д* — разомкнутая разветвленная

Практические инженерные расчеты установившихся режимов электрических сетей любой конфигурации обычно выполняются с использованием вычислительной техники и современных комплексов программ расчета установившихся режимов.



## 2. Конструкция воздушных линий электропередачи

### 2.1. Основные элементы конструкции воздушных линий электропередачи

**В**оздушной линией электропередачи называется устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам, стойкам на зданиях и инженерных сооружениях.

Основные элементы конструкции воздушных линий электропередачи показаны на рис. 2.1.

Цифрой (1) обозначены три фазных провода линии, которые прикреплены к траверсам (5) при помощи изоляторов (2). Траверсы закреплены на одноцепной металлической опоре (3), укрепленной в земле при помощи фундаментов (7). Защита линии электропередачи от прямых ударов молнии выполняется с помощью грозозащитных тросов (4), которые укрепляются на тросостойках (6).

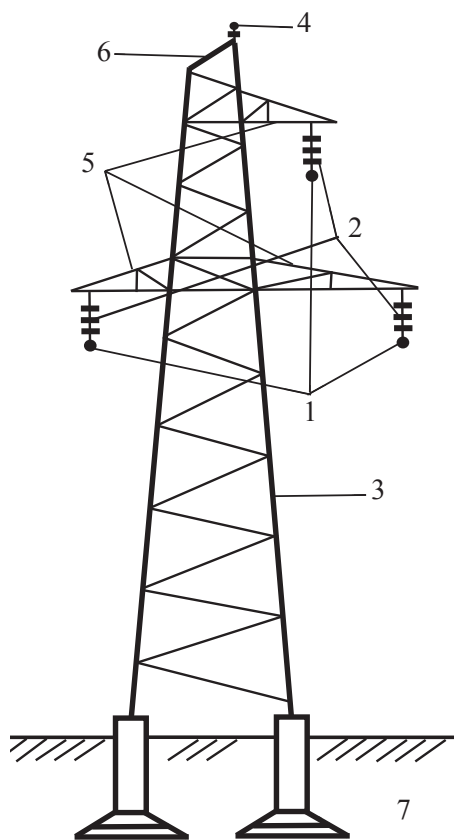


Рис. 2.1. Элементы конструкции ВЛЭП

На рис. 2.2 схематично показан участок трассы воздушной линии с указанием основных ее параметров: пролет ( $\ell$ ) — расстояние между соседними опорами; анкерный участок — расстояние между соседними анкерными опорами; габарит ( $h_{\Gamma}$ ) линии; стрелы провеса провода и троса ( $f_{\Pi}$  и  $f_{\Gamma}$ ), высота до точки подвеса соответственно провода и троса ( $h_{\Pi}$  и  $h_{\Gamma}$ ).

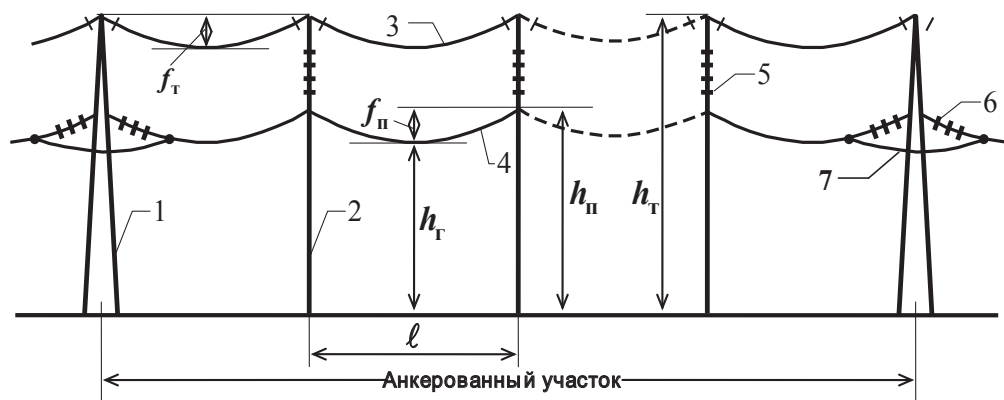


Рис. 2.2. Основные параметры конструкции ВЛ:

1 — анкерная опора; 2 — промежуточная опора; 3 — трос; 4 — провод; 5 — поддерживающая гирлянда изоляторов; 6 — натяжная гирлянда изоляторов; 7 — шлейф

Стрела провеса провода — расстояние по вертикали от низшей точки провода до прямой линии, соединяющей точки подвеса провода на соседних опорах до земли при установке опор на идеальной ровной поверхности. Габаритной стрелой провеса провода называется наибольшая допускаемая по нормам стрела провеса в габаритном пролете. Габаритным называется пролет между двумя смежными опорами, у которого при ровном профиле поверхности земли расстояние от провода до земли в середине пролета при наибольшем провесе провода равно нормированному допустимому значению.

Опоры, на которых провод подвешен к поддерживающим подвескам, называются промежуточными, а опоры с натяжными подвесками — анкерными. Основное назначение анкерных опор — преграждать распространение влияния изменившегося состояния провода линии, расположенного с одной стороны от анкерной опоры, на участок, расположенный с другой стороны опоры.

## 2.2. Элементы конструкции проводов воздушных линий

Провода воздушных линий в основном изготавливаются из алюминия и его сплавов, реже — из меди и ее сплавов. В отдельных случаях оказывается необходимым применение стальных проводов. Алюминий, медь и их сплавы применяются в виде холодноотянутой проволоки, обладающей достаточной механической прочностью.

Медь, благодаря высокой электропроводности, является очень хорошим материалом для изготовления проводов. Однако в ряде стран, в том числе и в России, медь дефицитна, поэтому медные провода применяются лишь в тех случаях, когда по тем или иным показателям невозможно применение алюминиевых или сталеалюминиевых проводов.

Провода воздушных линий могут быть однопроволочными и многопроволочными. Однопроволочные провода применяются лишь на линиях напряжением до 1000 В. Линии более высоких классов номинальных напряжений сооружаются с использованием многопроволочных проводов. Основными преимуществами многопроволочных проводов являются их высокие надежность и хорошая гибкость.

Многопроволочные провода изготавливаются из двух металлов с целью сочетания высокой механической прочности стальных проволок сердечника и высокой электрической проводимостью менее прочных проволок наружных проводов. Наибольшее распространение получили сталеалюминиевые провода благодаря их относительно невысокой стоимости и хорошим механическим и электропроводящим свойствам. Площадь поперечного сечения алюминиевой части в проводах разных марок обычно превышает площадь стальной в 4–8 раз.

Конструкция неизолированных проводов показана на рис. 2.3.

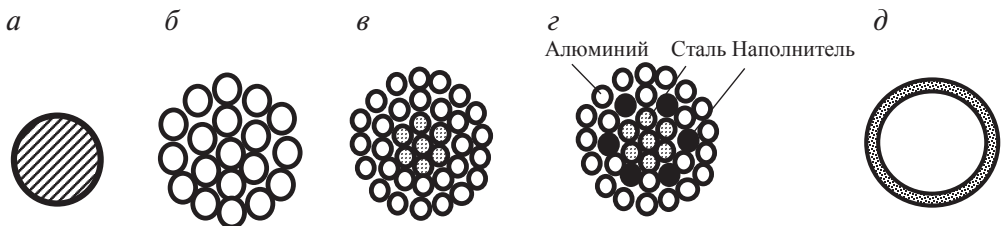


Рис. 2.3. Конструкция неизолированных проводов воздушных линий:

*а* — однопроволочный провод; *б* — многопроволочный провод из одного металла; *в* — многопроволочный провод из двух металлов; *г* — многопроволочный провод из двух металлов с наполнителем из диэлектрика; *д* — пустотелый провод

Параметры неизолированных проводов приведены в [9].

На поверхности неизолированных проводов линий высоких классов напряжений могут возникать высокие напряженности электрического поля, приводящие к электрическому разряду «провод — воздух», который называется короной и приводит к потерям активной мощности и энергии на ВЛЭП. Условием, определяющим допустимость использования того или иного сечения проводов линий, является значение максимальной напряженности электрического поля на поверхности проводов, при которой возникает явление коронного разряда. ПУЭ [1] предписывает осуществлять проверку по этому условию сечения проводов, выбранных по условиям экономической целесообразности при напряжениях 35 кВ и выше.

Одним из основных способов снижения напряженности поля на поверхности провода воздушной линии является искусственное повышение диаметра провода сверх экономически целесообразного. Повышение эквивалентного диаметра проводов без повышения расхода проводникового материала может осуществляться применением проводов с наполнителями из диэлектрика или пустотелых проводов, которые показаны на рис. 2.2, *г* и 2.2, *д*. Кроме того, для борьбы с короной применяют искусственное увеличение эквивалентного диаметра провода путем расщепления фаз линий электропередачи.

Наибольшее распространение в электроэнергетике нашли сталеалюминиевые провода. Маркировка сталеалюминиевых проводов включает буквенное обозначение (АС — сталеалюминиевый) и цифровое в виде дроби (сечение алюминиевой оболочки — числитель, стального сердечника — знаменатель), например АС–150/24. Промышленностью выпускаются многопроволочные провода следующих стандартных сечений [9], мм<sup>2</sup>: 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 330, 400, 450, 500, 600, 650, 700, 750, 800, 1000 [8–10]. Здесь и далее под сечением провода подразумевается сечение его алюминиевой оболочки.

Минимально допустимые сечения неизолированных сталеалюминиевых проводов по условию коронирования для различных классов номинальных напряжений приведены в табл. 2.1.

Кроме неизолированных проводов, в производстве воздушных линий напряжением 0,4–10 кВ все большее применение находят самонесущие изолированные провода (СИП). Применение СИП позволяет повысить надежность и безопасность работы воздушных линий и снижает риск несанкционированных отборов мощности. Повы-

шение надежности обусловлено практически полным исключением схлестываний и обрывов проводов, коротких замыканий, гололедных отложений на проводах в зонах интенсивного гололеда, снижением вибрации проводов.

Таблица 2.1

**Минимально допустимые сечения и диаметры неизолированных  
сталеалюминиевых проводов воздушных линий 110–750 кВ**

Номинальное напряжение, кВ	Число проводов в фазе	Минимальный диаметр по короне, мм <sup>2</sup>	Марка провода
110	1	11,4	АС 70/11
150	1	15,2	АС 120/19
220	1	21,6	АС 240/39
330	1	33,2	АС 600/72
330	2	21,6	АС 240/39
500	2	36,2	АС 700/86
500	3	24,5	АС 300/66
500	3	24,5	АС 330/27
750	4	29,1	АС 400/93
750	5	22,4	АС 240/56

Использование СИП позволяет выполнять монтаж линий в стесненных условиях и уменьшать минимально допустимые безопасные расстояния до зданий и других инженерных сооружений, расширяет возможности исполнения многоцепных линий 0,4–10 кВ и позволяет выполнить совместную подвеску проводов 0,4–10 кВ на одних опорах.

Кроме того достоинством СИП является снижение реактивного сопротивления по сравнению с неизолированными проводами.

Конструктивно СИП представляет собой пучок изолированных жил, скрученных вокруг несущего троса таким образом, чтобы механическая нагрузка провода воспринималась несущим тросом.

Параметры СИП приведены в [9]. На рис. 2.4 показаны наиболее распространенные типы самонесущих изолированных проводов.

Самонесущий провод марки СИП1, показанный на рис. 2.4, а, состоит из трех алюминиевых жил — 1 с изоляцией из светостойкого термостабилизированного полиэтилена — 2 и несущей нейтрали из алюминиевого сплава без изоляции — 3. Механическая прочность и сечения фаз одинаковы. Проводник нейтрали предназначен для подвешивания СИП и имеет высокую механическую прочность. Провод

СИП2 отличается только видом изоляции фаз, которая выполнена из сшитого полиэтилена.

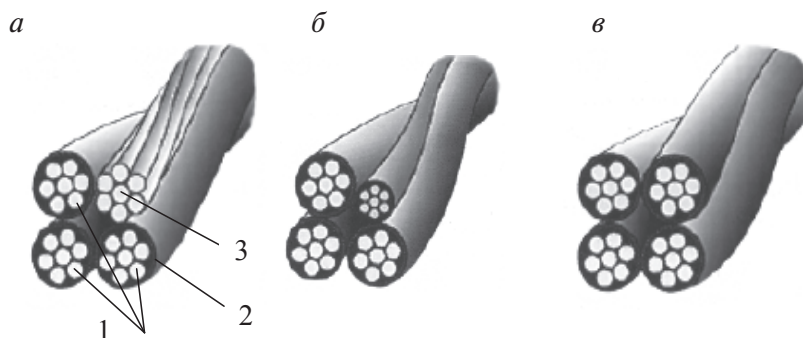


Рис. 2.4. Конструкция самонесущего изолированного провода:

*а* — СИП1, СИП2; *б* — СИП1А, СИП2А; *в* — СИП4

Самонесущие провода СИП-1А, СИП-2 А, показанные на рис. 2.4, *б*, отличаются от СИП-1 и СИП-2 только наличием изолированной несущей нейтрали, которая может использоваться как нулевой провод.

Самонесущий провод СИП-4 показан на рис. 2.4, *в*, провод состоит из четырех изолированных алюминиевых жил. Механическая прочность и сечение всех жил одинаковы, при натяжении линии все жилы несут одинаковую нагрузку.

Во всех указанных выше системах СИП могут быть включены дополнительные изолированные алюминиевые проводники сечением 16–25 мм<sup>2</sup> для уличного освещения.

### 2.3. Элементы конструкции опор воздушных линий

Опоры воздушных линий электропередачи в соответствии с числом линий электропередачи, укрепляемых на одной опоре, выполняют одноцепными, двухцепными и многоцепными. Двухцепные опоры применяются при номинальных напряжениях ВЛЭП до 330 кВ. Многоцепные опоры применяются за рубежом, в России имеется опыт использования в стесненных условиях четырехцепных стальных опор 110 кВ.

По условиям работы на трассе электропередачи опоры делятся на промежуточные и анкерные.

Промежуточные опоры (прямые и угловые) рассчитаны на примерно равные тяжения провода с двух сторон опоры.

Анкерные (угловые, транспозиционные, ответвительные, переходные, специальные, концевые) опоры более мощные и рассчитаны на тяжение провода с одной стороны. Угловыми называются опоры, устанавливаемые в местах изменения направления. Концевыми называются опоры, устанавливаемые по концам линии и воспринимающие одностороннее тяжение проводов. Ответвительными и перекрестными называются опоры, на которых выполняются ответвления от ВЛ и пересечения ВЛ двух направлений.

Опоры воздушных линий изготавливаются из дерева, железобетона и стали. Деревянные опоры применяются при напряжениях не выше 220 кВ (для ВЛЭП 220 кВ практически не используются), железобетонные — не выше 500, металлические опоры применяются при напряжениях не менее 35.

В настоящее время воздушные линии сооружаются преимущественно со стальными или железобетонными опорами, которые имеют значительные сроки службы.

*Деревянные опоры* изготавливаются из просушенной и пропитанной антисептиком (креозот, антрацетон, динитрофенол и т. д.) сосны или лиственницы. Конструкция промежуточных и анкерных деревянных опор воздушных линий напряжением до 20 кВ включительно показана на рис. 2.5.

Для линий напряжением 35 кВ и выше наиболее распространена конструкция одноцепных деревянных опор portalного типа с внутренними ветровыми связями и горизонтальным расположением проводов (рис. 2.6).

Деревянные опоры имеют высокую импульсную прочность изоляции между фазами и между фазами и землей, поэтому они используются без грозозащитных тросов. Грозозащитные тросы используются только на подходах к подстанциям.

Фотографии деревянных опор приведены на рис. 2.7.

*Железобетонные опоры* обладают высокой прочностью и долговечностью по сравнению с деревянными и металлическими опорами. Недостатками железобетонных опор являются большой вес и хрупкость при транспортировке на большие расстояния. В отечественной практике применяются только опоры заводского изготовления, хотя за рубежом имеются линии с опорами, изготавливаемыми на месте установки. Для



воздушных линий напряжением до 35 кВ применяются опоры, изготовленные из вибробетона, при напряжениях выше 35 кВ — из центрифугированного бетона, при напряжении 35 кВ — оба типа опор.

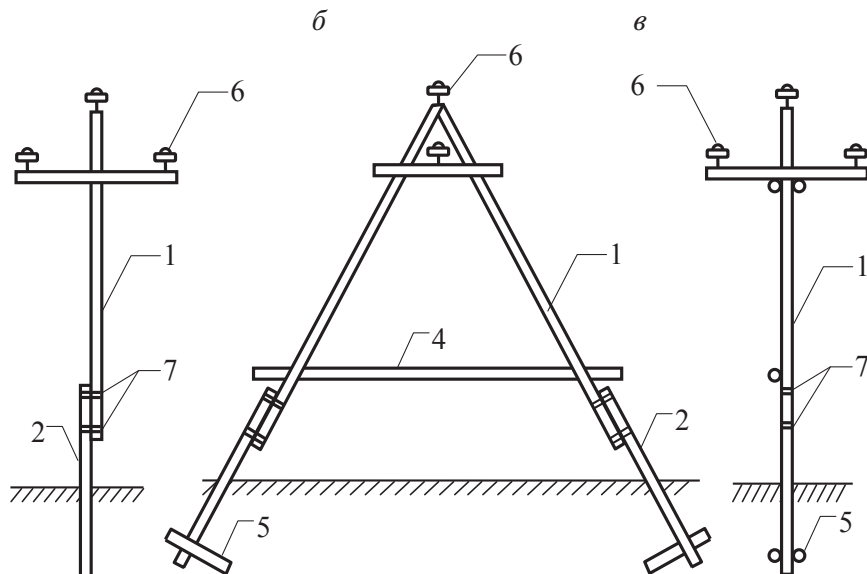


Рис. 2.5. Конструкция деревянных опор ВЛ 6–20 кВ:

*а* — промежуточная опора; *б* — анкерная опора (вид сбоку); *в* — анкерная опора (вид спереди); 1 — стойка; 2 — приставка; 3 — траверса; 4 — внутренняя связь; 5 — ригель; 6 — штыревые изоляторы; 7 — бандажи

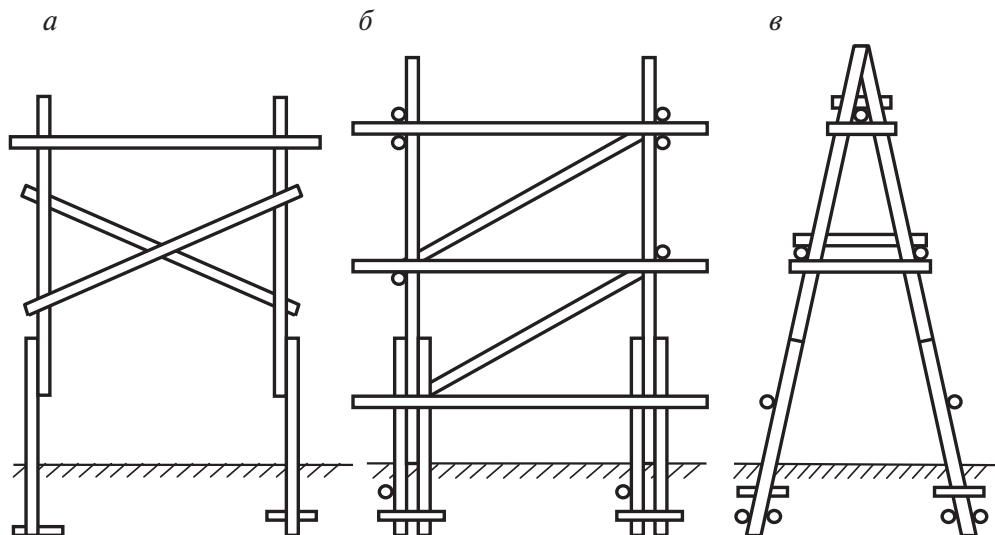


Рис. 2.6. Примеры конструкции деревянных опор ВЛ 35 кВ и выше:

*а* — промежуточная опора; *б* — анкерная опора (вид спереди); *в* — анкерная (вид сбоку)

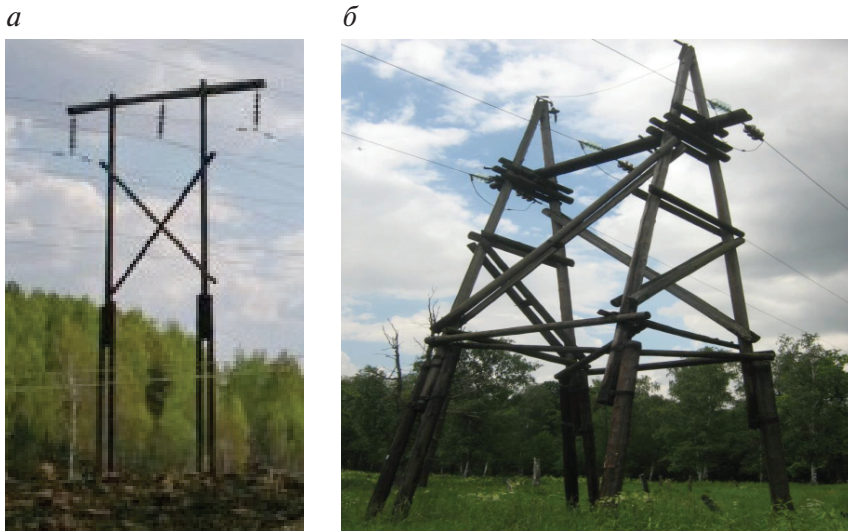


Рис. 2.7. Деревянные опоры ВЛЭП 35 кВ и выше (промежуточная и анкерная опоры)

Железобетонные опоры воздушных линий напряжением до 330 кВ включительно могут изготавливаться как одноцепными, так и двухцепными. Для линий 35 кВ промежуточные опоры, как правило, изготавливаются одностоечными, а угловые и анкерные — одностоечными с оттяжками. В качестве анкерных опор на линиях напряжением 110–220 кВ могут применяться двухстоечные опоры с оттяжками или без них (рис. 2.8, *а* и *б*). Расположение проводов на одноцепных опорах ВЛЭП 35 и 110 кВ выполняется в виде треугольника, для двухцепных в форме «бочка» (рис. 2.8, *а*) или двойной треугольник.

Опоры воздушных линий напряжением 220 кВ и выше могут иметь железобетонные траверсы. На линиях 220 кВ применяются промежуточные одностоечные свободностоящие одноцепные опоры с треугольным расположением проводов и двухцепные portalного типа с горизонтальным расположением проводов (рис. 2.8, *в*). Анкерные опоры для линий 220 кВ выполняются одноцепными двухстоечными свободностоящими или с оттяжками, а также свободностоящими одно- или двухстоечными со стойками повышенного диаметра.

Железобетонные опоры 500 кВ выполняются только промежуточными portalного типа на оттяжках или без них. Расположение фаз — горизонтальное. Внешний вид опор мало отличается от изображенного на рис. 2.8, *в*.

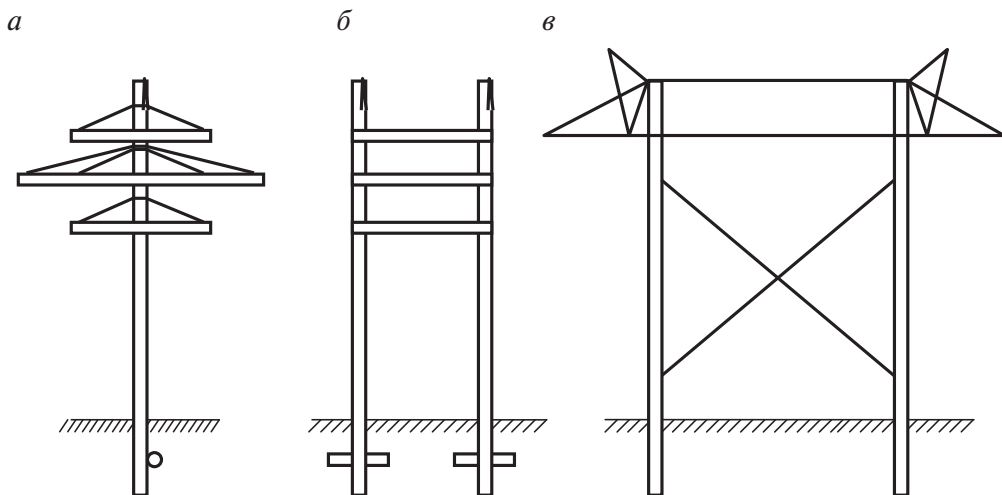


Рис. 2.8. Примеры конструкции двухцепных железобетонных опор 110 и 220 кВ:  
а — двухстоечная свободстоящая опора 110 кВ (вид спереди); б — то же (вид сбоку);  
в — порталная свободстоящая опора 220 кВ

Фотографии железобетонных опор приведены на рис. 2.9.



Рис. 2.9. Примеры конструкции промежуточных железобетонных опор 110 и 220 кВ (двухцепная и одноцепная свободстоящие)

Стальные опоры представляют собой металлические фермы, собираемые на болтах, за исключением верхних сварных секций, траверсы и тросостоек, которые по своим габаритам могут транспортироваться по железной дороге.

На воздушных линиях 35 кВ обычно нет грозозащитных тросов (при необходимости могут быть установлены тросостойки), линии 110 кВ и выше снабжаются грозозащитными тросами. Одноцепные опоры ВЛЭП 35–110 кВ как анкерные, так и промежуточные выполняются свободностоящими с треугольным расположением проводов (рис. 2.10, а), а двухцепные — с расположением проводов в виде «бочка» (рис. 2.10, б).

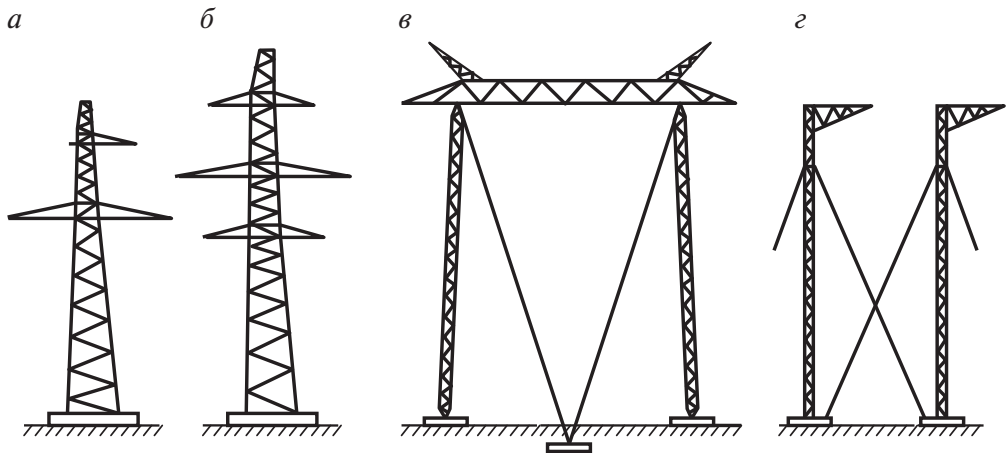


Рис. 2.10. Примеры конструкции стальных опор:

а — опора «крымского» типа 110 кВ; б — опора типа «бочка» 110 кВ; в — порталная промежуточная опора 500 кВ с оттяжками; г — трехстоечная анкерная 500 кВ с оттяжками (показаны две фазы)

На линиях 220 кВ и выше, наряду со свободностоящими, применяются промежуточные опоры с тросовыми оттяжками. Опоры линий 220 кВ выполняются с одним или двумя грозозащитными тросами, при напряжениях выше 220 кВ — только с двумя. Одноцепные опоры 220 кВ имеют треугольное расположение фаз, двухцепные — типа «бочка».

На ВЛЭП 500 кВ применяются промежуточные опоры порталного типа на оттяжках (рис. 2.10, в) или свободностоящего типа «рюмка», анкерные опоры выполняются трехстоечными свободностоящими или на оттяжках (рис. 2.10, г). Фотографии стальных опор приведены на рис. 2.11.



Рис. 2.11. Примеры конструкции промежуточных стальных опор 220 и 500 кВ (двухцепная и одноцепная свободстоящие, порталная с оттяжками)

В табл. 2.2 приведены сведения по высоте точки подвеса нижней гирлянды изоляторов на опорах линий различных классов напряжений и типов.

Таблица 2.2

**Расстояние до нижней траверсы на промежуточных опорах ВЛЭП**

$U_{\text{ном}}$ , кВ	Тип опор		
	Деревянные	Железобетонные	Стальные
6–10	7,9–8,9	7,9–8,9	
35	8,65*; 10,9–13,15; 14,65**	10,3–15,5	9,0*; 12,0–15,0
110	8,65*; 10,9–13,15; 14,65**	12,5–14,5; 18,5**	15,0*; 19,0
220	10,6*; 13,0–14,0; 17,5**	16,0–21,2	17,5–20,5*; 22,5–25,5; 30,0**
500	—	19,5–23,1	27

\*Опоры пониженного типа; \*\* опоры повышенного типа.

**Фундамент опоры** — это ее подземная часть, передающая на грунт усилие, возникающее при действии на опору внешних нагрузок.

Для деревянных опор фундаментами служат железобетонные или деревянные приставки, зарываемые или забиваемые в виде свай в грунт. Для металлических опор фундаментами могут быть монолитные бетонные или сборные железобетонные фундаменты, металлические подножки и центрифугированные железобетонные сваи.

Устойчивость опор к действию горизонтальных сил может обеспечиваться не только закреплением опоры в грунте, но и специальной

системой стальных тросов — растяжек. Растяжки крепятся к верхним частям опор и к анкерным плитам, заглубленным в грунт.

## 2.4. Элементы конструкции изоляторов и линейной арматуры

*Изоляторы*, применяемые на воздушных линиях электропередачи, называются линейными. Материалом для изоляторов служат закаленное стекло и электротехнический фарфор. Линейные изоляторы делятся на штыревые и подвесные. Штыревые изоляторы закрепляются на опорах с помощью штырей и крючьев (рис. 2.12, а, б) и применяются на линиях напряжением до 35 кВ включительно, подвесные (рис. 2.12, в) закрепляются на опорах с помощью линейной арматуры и применяются на линиях напряжением 35 кВ и выше.

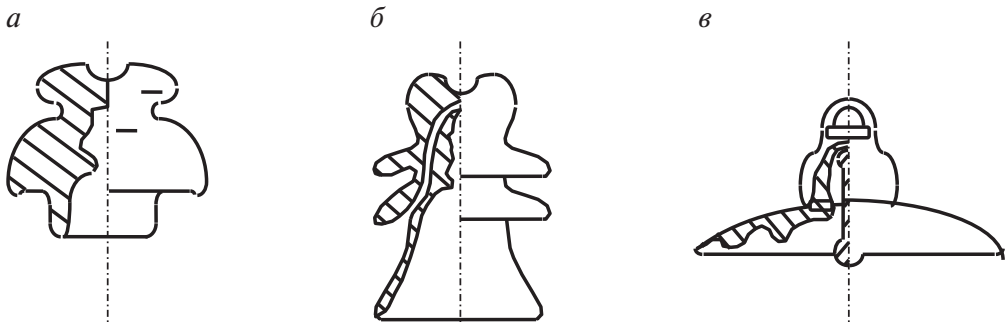


Рис. 2.12. Конструкция штыревых и подвесных линейных изоляторов:

а — штыревой изолятор 6–10 кВ; б — штыревой изолятор 20 и 35 кВ;

в — стеклянный подвесной изолятор

Подвесные изоляторы тарельчатого типа состоят из фарфоровых или стеклянных изолирующих частей и металлических деталей — шапок и стержней, соединяемых с изолирующей частью с помощью цемента. В настоящее время выпускаются штыревые полимерные изоляторы, которые могут применяться на линиях от 35 до 500 кВ.

*Гирлянды изоляторов* делятся на подвесные и натяжные. Подвесные гирлянды изоляторов используются на промежуточных опорах, натяжные — на анкерных и концевых. Количество изоляторов в гирлянде определяется тем изоляционным уровнем, который необходимо создать для линии того или иного номинального напряжения и ко-

торый является главным визуальным показателем, определяющим класс номинального напряжения воздушной линии. В табл. 2.3 приведены данные по количеству изоляторов в гирляндах в условиях обычной незагрязненной атмосферы. При работе линии в загрязненных условиях для снижения вероятности аварии можно увеличивать длину гирлянды или использовать специальные типы подвесных изоляторов. На рис. 2.13 и 2.14 приведены примеры конструкции подвесного и натяжного изоляторов. Фотографии подвесного и натяжного изоляторов приведены на рис. 2.15.

Таблица 2.3

**Число изоляторов в одноцепных поддерживающих гирляндах**

Незагрязненная атмосфера		Загрязненная атмосфера	
Номинальное напряжение линии, кВ	Количество изоляторов в гирлянде, шт.	Номинальное напряжение линии, кВ	Количество изоляторов в гирлянде, шт.
6–10	1	220	10–16
20	2–3	330	13–22
35	2–3	500	18–31
110	5–8	750	29–43
150	8–11	1150	49–73

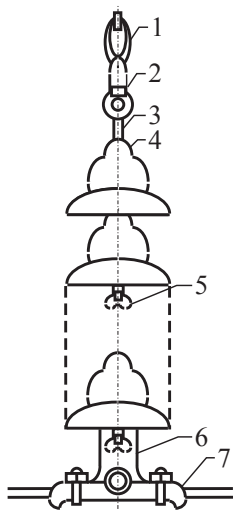


Рис. 2.13. Подвесная гирлянда в сборе:

1, 2 — скобы; 3 — серьга; 4 — изолятор; 5 — пестик; 6 — ушко; 7 — поддерживающий зажим

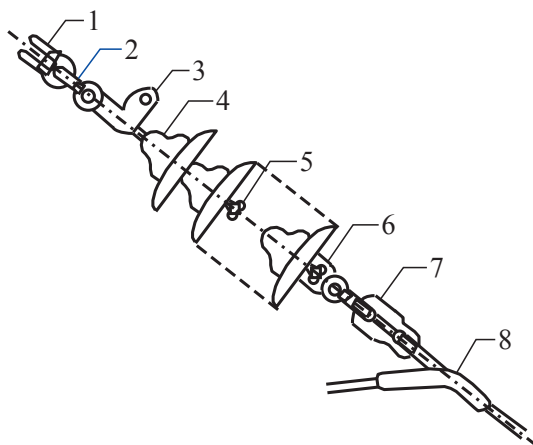


Рис. 2.14. Натяжная гирлянда в сборе:

1, 2 — скобы; 3 — монтажная скоба; 4 — изолятор; 5 — пестик; 6 — ушко; 7 — скоба; 8 — натяжной зажим



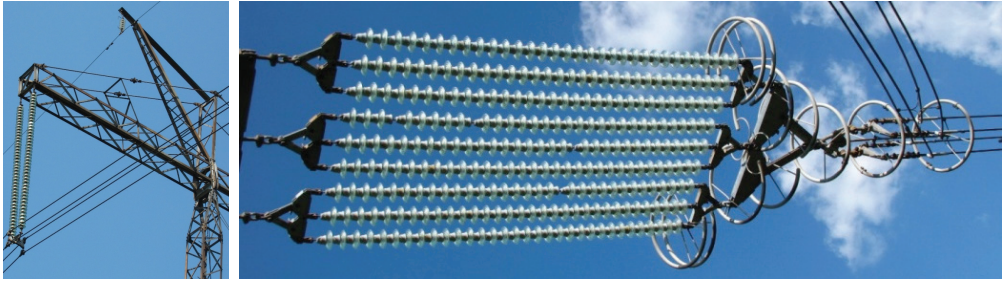


Рис. 2.15. Внешний вид гирлянд изоляторов (подвесной и натяжной)

*Линейная арматура.* Для крепления проводов воздушных линий к изоляторам, сцепок изоляторов и изоляторов к опорам применяются вспомогательные элементы, называемые линейной арматурой. Линейная арматура изготавливается из стали, номенклатура ее весьма разнообразна и включает разнообразные зажимы и соединители. На рис. 2.16 и 2.17 показаны поддерживающий и натяжной болтовой зажимы.

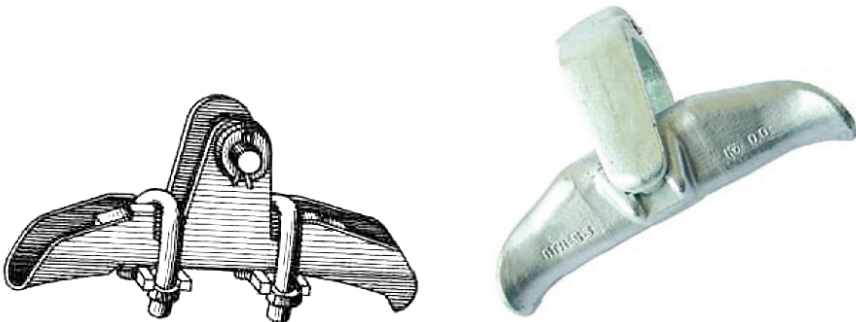


Рис. 2.16. Поддерживающий зажим

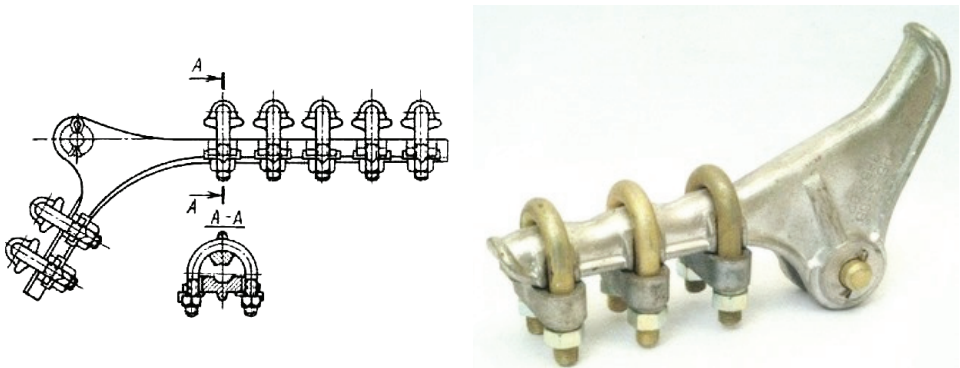


Рис. 2.17. Натяжной болтовой зажим

## 2.5. Явления вибрации и пляски проводов воздушных линий

*Вибрация проводов* воздушных линий — это вызываемые ветром периодические колебания проводов в вертикальной плоскости, образующие по длине пролета стоячие волны с незначительной амплитудой и довольно высокой частотой, обычно 10–50 Гц. Отрицательное действие вибрации проводов состоит в накоплении «усталости» в материале проводов и, как следствие, их последующем разрушении. Вызываемые вибрацией разрушения обычно наблюдаются в местах крепления проводов и проявляются в виде характерного излома жил. С увеличением числа лопнувших жил напряжение в проводе возрастает и может произойти обрыв провода. Кроме того, вибрация способствует разрушению изоляторов, поломке деталей арматуры и повреждению опор.

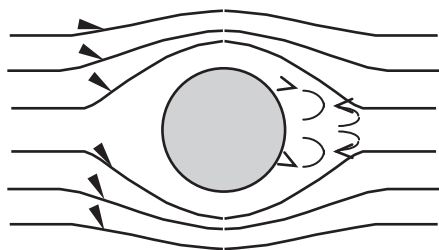


Рис. 2.18. Обтекание провода воздухом

Физические причины вибрации состоят в периодических завихрениях воздуха, как показано на рис. 2.18. При постоянной скорости ветра, направленной перпендикулярно оси провода, если частота образования завихрений совпадет с одной из собственных частот механической системы «провод–гирлянда изоляторов–опора», то наступает резонанс

и на пролете воздушной линии образуются стоячие волны вибрации.

Опыт эксплуатации ВЛЭП в России показывает, что вибрации подвержены практически все применяемые провода воздушных линий, независимо от их материала и конструкции. Увеличение высоты расположения проводов увеличивает вероятность возникновения вибрации и ее продолжительность.

Средства защиты воздушных линий от вибрации подразделяются на активные и пассивные. Активные средства (гасители вибрации — демпферы и антивибрационные провода) устраняют или уменьшают вибрацию, пассивные способствуют уменьшению перегибов провода в местах его крепления (устройства, увеличивающие жесткость провода).

На рис. 2.19 изображены внешний вид и конструкция гасителей вибрации, которые наиболее распространены в нашей стране. Энергия

вибрации провода поглощается при движении грузов и трении проволок горизонтального стального тросогасителя, на котором укреплены эти грузы.

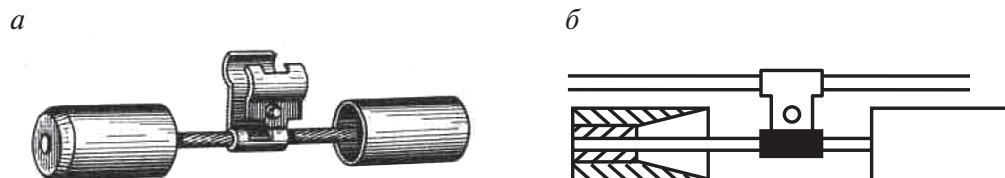


Рис. 2.19. Внешний вид (а) и конструкция гасителя вибрации провода (б)

Для гашения вибрации могут применяться скручивающие гасители, показанные на рис. 2.20, поглощающие вибрацию за счет скручивания провода, и ударные гасители, состоящие из нескольких чугунных дисков, свободно надетых на прикрепленный к проводу вертикальный стержень. При возникновении вибрации диски подсакивают и устраняют явление резонанса. Помимо указанного виброгасителя препятствуют возникновению резонанса частоты вынужденных колебаний и собственной частоты колебаний натянутого в пролете провода.

Наибольшее распространение среди пассивных средств защиты воздушных линий от вибрации получили армирующие прутки. Они обвивают провод в местах подвеса и представляют собой комплект (порядка 10 шт.) сужающихся к концам прутков длиной от 1,5 до 3 м, изготовленных из материала провода. За рубежом применяются также усиливающие стальные пластины. Одна из них — длиной около 2 м подкладывается под провод в месте его крепления, другая — около 1 м накладывается на провод сверху. Концы пластин и армирующих прутков крепятся к проводу зажимами.

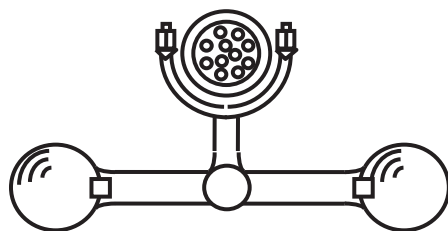


Рис. 2.20. Скручивающий гаситель вибрации

За рубежом применяется устройство Бейта, представляющее собой отрезок провода длиной 6–10 м той же марки, что и провод линии, закрепляемый под проводом по обе стороны от места его подвеса через 1–1,5 м болтовыми зажимами, рис. 2.21, а. Для этой же цели используются фестоны, которые по конструкции похожи на устройства Бей-

та, но образуют по своей длине (8–15 м) две-три петли различными длинами и провесами (рис. 2.21, б).

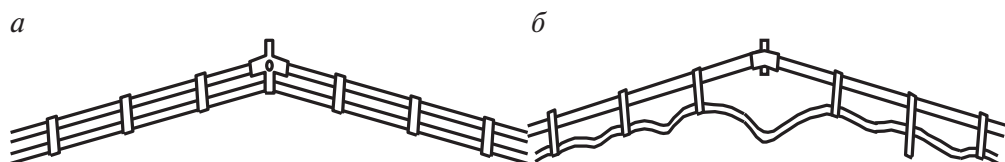


Рис. 2.21. Средства защиты от вибрации проводов:  
а — устройство Бейта; б — фестоны

Распорки между проводами расщепленных фаз, применяемые на ВЛЭП 500 кВ и выше, при расщеплении фазы не менее чем на три провода существенно ослабляют вибрацию проводов и позволяют отказаться от применения гасителей вибрации. При расщеплении фазы на два провода для гашения вибрации применяются те же меры, что и для одиночных проводов.

*Пляска проводов* — это колебания проводов, вызываемые порывистыми ветрами, дующими со скоростью 3–30 м/с в направлении, поперечном трассе воздушной линии. Пляска проводов чаще появляется на проводах, покрытых гололедом. При раскачивании провода ветром скорость воздушного потока может иметь вертикальную составляющую, направленную в зависимости от порыва ветра как снизу вверх, так и наоборот. В это время у провода, раскачиваемого ветром, может возникнуть вертикальная составляющая скорости движения, при совпадении этих двух составляющих по знаку создается сила, действующая на создание вертикальных колебаний.

Наиболее часты случаи возникновения пляски проводов, если

- длина полуволны колебаний провода равна длине пролета. Провод во всех пролетах одновременно поднимается и опускается. Этот вид колебаний создает наибольшие усилия в линии, рис. 2.22, а;
- длина волны равна длине пролета. Колебания в соседних пролетах совпадают по фазе. Гирлянды с подвесными изоляторами остаются неподвижными, рис. 2.22, б;
- длина волны равна длине пролета, но амплитуды и фазы колебаний в смежных пролетах не совпадают. Гирлянды изоляторов раскачиваются, рис. 2.22, в.

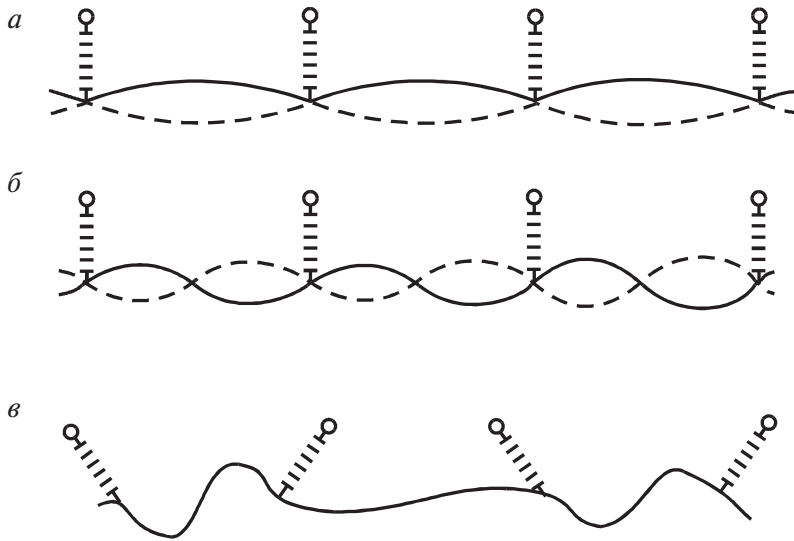


Рис. 2.22. Виды пляски проводов:

*а* — длина полуволны колебаний провода равна длине пролета; *б* — одинаковые амплитуды и фазы колебаний в пролетах; *в* — разные амплитуды и фазы колебаний в пролетах

Пляска проводов воздушных линий с расщепленными проводами может иметь длину волны, кратную расстоянию между смежными распорками. Хотя обычно провода раскачиваются в вертикальной плоскости, но иногда наблюдаются случаи эллипсоидальных колебаний. При этом большой диаметр эллипса может достигать 60–90 % стрелы провеса, а малый — 10–30 % большого диаметра. Эллипсоидальный характер пляски проводов наблюдается обычно при их обледенении.

Большие амплитуды колебаний проводов при пляске вызывают большие усилия в проводах, натяжной арматуре и опорах линий и могут привести к обрыву гирлянд, выпадению замков, ослаблению и поломке опор. При вертикальной пляске возможно схлестывание проводов, сопровождающееся их оплавлением.

Пляске подвержены провода и тросы любых сечений и изготовленные из любых материалов. Обычно пляска проводов возникает в осенне-зимний период и наблюдается не одновременно у всех фаз, а лишь у их части.

Никаких радикальных мер борьбы с пляской проводов, кроме увеличения расстояния между ними и применения горизонтального расположения фаз, до сих пор не создано.

Образование гололеда и изморози на проводах наблюдается при очень высокой влажности воздуха и температурах немного ниже нуля, при тумане или при выпадении переохлажденного дождя. Ветер ускоряет образование гололеда. Возможно также образование сочетаний гололеда, изморози и налипания мокрого снега на проводах. Толщина слоя (стенки) гололеда может достигать величины, превышающей диаметр провода в десятки раз.

Наиболее эффективным средством борьбы с гололедом является плавление гололеда электрическим током, при этом применяются: короткое замыкание, встречное включение фаз, перераспределение нагрузок, прогрев дополнительными токами наложения.

## 3. Кабельные линии

---

### 3.1. Элементы конструкции кабельных линий

---

**В** электроэнергетике кабельные линии применяются на классах напряжений от 0,4 кВ до 500 кВ. Кабельные линии прокладываются там, где сооружение воздушных линий нецелесообразно по условиям техники безопасности, архитектурно-планировочным показателям или другим условиям, например при необходимости передачи электроэнергии через большие водные пространства. Наибольшее распространение кабельные линии получили в системах электроснабжения собственных нужд электростанций и подстанций, промышленных предприятий, городов, электрифицированного транспорта [7, 8].

Достоинствами кабельных линий, по сравнению с воздушными, являются их независимость от атмосферных воздействий и возможность прокладки трасс кабельных линий в густонаселенных районах и на территории промышленных предприятий, а также скрытость и недоступность трасс для посторонних лиц, компактность.

Недостатками кабельных линий являются их значительно более высокая стоимость, по сравнению с воздушными линиями, сложность сооружения и эксплуатации.

*Кабельная линия* — линия для передачи электроэнергии, расположенная в строительных конструкциях и состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами и крепежными деталями.

Силовые кабели изготавливаются в заводских условиях и состоят из следующих элементов: токопроводящих жил, изоляции, оболочек и защитных покровов. Помимо этого в конструкции кабеля могут присутствовать экраны, нулевые жилы, жилы защитного заземления и заполнители.



*Токопроводящие жилы* предназначены для прохождения тока. Силовые кабели могут иметь от одной до четырех медных или алюминиевых жил сечением 1,5–2000 мм<sup>2</sup>. Жилы сечением до 16 мм<sup>2</sup> выполняются однопроволочными, при больших сечениях — многопроволочными, по форме жилы могут быть круглыми или фасонными (секторными, сегментными). Кабели напряжением до 1 кВ выполняются, как правило, четырехжильными, при напряжениях 6–35 кВ — трехжильными, при напряжениях 110–500 кВ — одножильными. Четырехжильные кабели могут выполняться с жилами одинакового сечения или с одной из жил (нулевая или жила заземления) меньшего сечения.

*Изоляция* служит для обеспечения необходимой электрической прочности жил кабеля по отношению друг к другу и к заземленной оболочке (земле). Изоляция, наложенная непосредственно на жилу, называется изоляцией жилы. Изоляция, наложенная поверх всех жил, называется поясной. Для силовых кабелей применяется изоляция бумажная пропитанная или пластмассовая. Бумажная изоляция выполняется в виде нескольких слоев из лент кабельной бумаги, пропитанной специальными составами (канифоль, полиэтиленовый воск, нефтяное масло и церезин). Кабели с пластмассовой изоляцией имеют изоляцию в виде сплошного слоя из поливинилхлоридного пластика или композиционного полиэтилена. При этом поясная изоляция может быть выполнена из прессованного пластика в виде шланга, нескольких слоев пленки или сочетания бумаги и пленки.

*Экраны* кабелей защищают внешние цепи систем электроснабжения от влияния электромагнитных полей токов, протекающих по кабелю. Для выравнивания электрического поля силовых кабелей высокого напряжения применяются электропроводящие экраны. В качестве экранов используется электропроводящая кабельная бумага, содержащая ацетиленовую сажу, или полупроводящая металлизированная бумага, поверх которой наложена алюминиевая фольга. В кабелях с пластмассовой изоляцией экраны выполняются на жилах и поясной изоляции из электропроводящего полиэтилена.

*Заполнители* предназначены для устранения свободных промежутков между конструктивными элементами кабеля в целях герметизации, придания кабелю необходимой формы и механической устойчивости.

*Оболочки* предназначены для предотвращения проникновения влаги в изоляцию, защиты от света, различных химических веществ и механических воздействий. Защитные оболочки изготавливаются из алюми-



ния, свинца, резины и полихлорвинила. Алюминиевые оболочки из-за хороших механических характеристик (прочность, стойкость к вибрациям и т. д.) не требуют бронирования. Высокая электрическая проводимость алюминия обуславливает отсутствие экранов и возможность использования оболочки в качестве нулевой жилы. Свинцовые оболочки менее прочны по сравнению с алюминиевыми и подвержены воздействию почвенной и электрохимической коррозии, при воздействии вибраций и растягивающих усилий на них образуются трещины. Из-за ползучести свинца на наклонных и вертикальных трассах могут возникать необратимые процессы растяжения оболочек. Полиэтиленовые и поливинилхлоридные оболочки более стойки к агрессивным средам по сравнению с алюминиевыми и свинцовыми.

*Защитные покровы* используются для защиты оболочек кабелей от внешних воздействий и могут состоять из подушки, бронепокрова и наружного покрова. В зависимости от конструкции могут отсутствовать один или два компонента. Подушка накладывается на оболочку и предназначена для предохранения ее от механических повреждений лентами или проволоками брони. Бронепокров предохраняет кабель от внешних механических воздействий и состоит из металлических лент или проволок. Наружный покров предназначен для защиты брони от коррозии и выполняется в виде шланга из пластмассы или волокнистых материалов, пропитанных специальными противопожарными составами [8].

Конструкции некоторых кабелей представлены ниже.

На рис. 3.1 показан четырехжильный кабель напряжением 380 В и обозначены элементы его конструкции: 1 — токопроводящие фазные жилы; 2 — фазная изоляция; 3 — защитная оболочка; 4 — нулевая жила.

На рис. 3.2 изображен трехжильный кабель с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ и показаны его элементы: 1 — токоведущие жилы; 2 — фазная изоляция; 3 — общая поясная изоляция; 4 — защитная оболочка; 5 — подушка; 6 — стальная броня; 7 — защитный покров; 8 — заполнитель.

*Трехжильный кабель* напряжением 35 кВ показан на рис. 3.3. В состав кабеля входят: 1 — круглые токопроводящие жилы; 2 — полупроводящие экраны; 3 — фазная изоляция; 4 — свинцовая оболочка; 5 — подушка; 6 — заполнитель из кабельной пряжи; 7 — стальная броня; 8 — защитный покров.

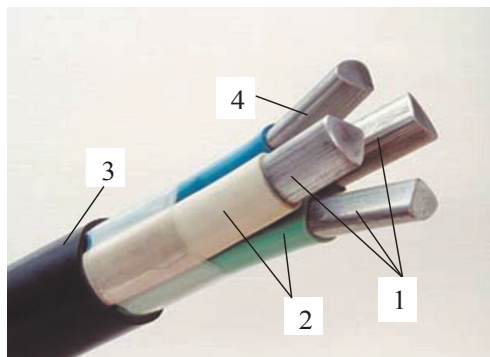


Рис. 3.1. Четырехжильный кабель 380 В

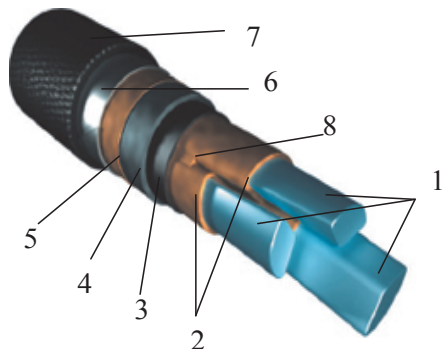


Рис. 3.2. Трехжильный кабель 10 кВ

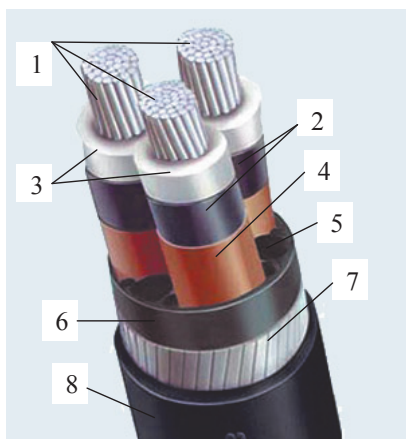


Рис. 3.3. Трехжильный кабель 35 кВ

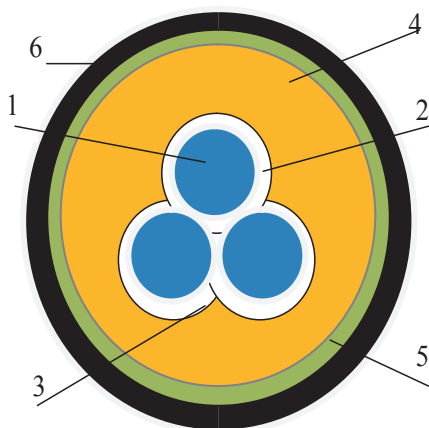


Рис. 3.4. Маслонаполненный кабель 110–220 кВ

На рис. 3.4 показан маслонаполненный кабель напряжением 110–220 кВ. Три однофазных кабеля помещены в стальную трубу — 5, защищенную покровом — 6 и заполненную маслом под избыточным давлением — 4. Медные токоведущие жилы — 1 из круглых проволок покрыты бумажной изоляцией с вязкой пропиткой; поверх изоляции наложен экран — 3 в виде медной перфорированной ленты из бронзовых проволок.

В настоящее время получают распространение кабели напряжением 110–500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Кабели изготавливаются отрезками ограниченной длины в зависимости от напряжения и сечения. При прокладке отрезки соединяют посредством соединительных муфт, герметизирующих места соеди-

нения. При этом концы жил кабелей освобождают от изоляции и заделывают в соединительные зажимы.

При прокладке в земле кабелей 0,38–10 кВ для защиты от коррозии и механических повреждений места соединений помещаются в защитные чугунные кожухи. Для кабелей 35 кВ используются стальные или стеклопластиковые кожухи. Соединение кабелей с пластмассовой изоляцией выполняется, как показано на рис. 3.5, при помощи соединительных муфт для каждой жилы.

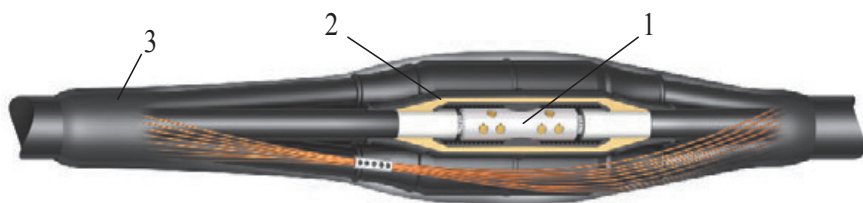


Рис. 3.5. Соединительная муфта:

1 — болтовой соединитель; 2 — фазная изоляционная трубка; 3 — защитная оболочка

На концах кабелей применяют концевые муфты. На рис. 3.6, *а* приведена наполненная мастикой муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами. Для трехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией применяется муфта, показанная на рис. 3.6, *б*. Она состоит из термоусаживаемой перчатки — 1 и полупроводящих термоусаживаемых трубок — 2 для создания на конце трехжильного кабеля трех одножильных. На жилы надеваются изоляционные термоусаживаемые трубки — 3 и монтируются термоусаживаемые изоляторы — 4.

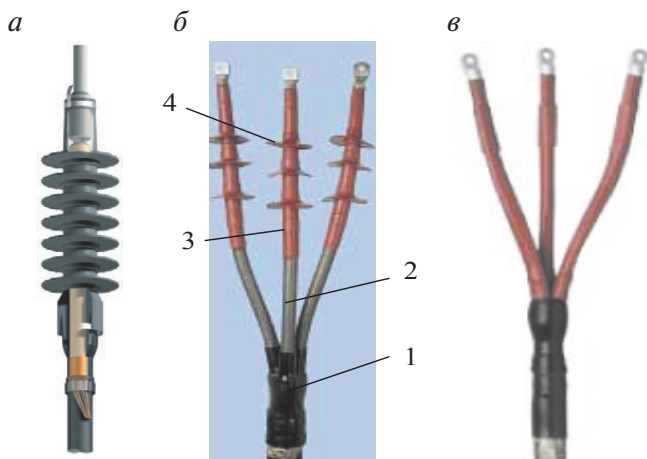


Рис. 3.6. Концевые муфты для кабелей напряжением 10 кВ

Для кабелей 10 кВ и ниже с пластмассовой изоляцией во внутренних помещениях применяют сухую разделку (рис. 3.6, в).

### 3.2. Способы прокладки кабельных линий

Ограниченность свободной территории и плотность застройки городов и промышленных предприятий определяют использование кабельных линий и прокладку их в специальных сооружениях. Способ прокладки кабелей определяется условиями трассы линии. Трасса кабельной линии выбирается с учетом наименьшего расхода кабеля и обеспечения его сохранности от механических повреждений, коррозии, вибрации.

Прокладка кабельных линий выполняется в кабельных траншеях, туннелях, каналах, коробах, лотках, шахтах, на кабельных эстакадах и галереях, а также по перекрытиям зданий [7,8].

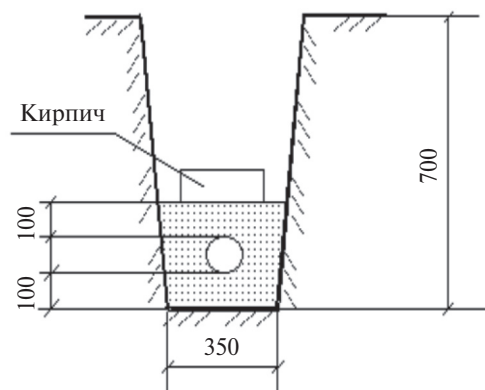


Рис. 3.7. Прокладка кабеля в траншее

*Кабельная траншея* — открытое искусственное сооружение (рис. 3.7), вырытое в земле и предназначенное для прокладки в ней кабелей. После прокладки кабелей и их испытаний траншея засыпается землей. Для защиты кабелей от механических повреждений, воздействия агрессивных грунтов и блуждающих токов, кабели могут прокладываться в стальных, чугунных, асбоцементных, керамических и пластмассовых трубах.

*Кабельное сооружение* — сооружение, специально предназначенное для размещения в нем кабелей, кабельных муфт и другого оборудования, обеспечивающего нормальную работу кабелей. К кабельным сооружениям относятся кабельные туннели, каналы, эстакады, короба, блоки, шахты, галереи и т. д.

*Кабельный туннель* представляет собой, как показано на рис. 3.8, закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт

со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку, ремонт и обслуживание кабелей. Кабельные линии городских электрических сетей прокладываются в кабельных туннелях и коллекторах.

*Кабельная эстакада* — горизонтальное или наклонное сооружение (рис. 3.9), предназначенное для прокладки кабелей над землей. Кабельная эстакада может быть проходной или непроходной.

*Кабельный канал* — закрытое и заглубленное (частично или полностью) непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей. Укладку, ремонт и обслуживание кабелей в кабельных каналах проводят только при снятых перекрытиях. Прокладка кабелей в каналах используется обычно на промышленных предприятиях. Каналы выполняют из унифицированных железобетонных лотков с перекрытиями, из железобетонных плит с основаниями и перекрытиями из монолитного железобетона, а также из кирпича.

*Кабельный короб* — закрытая конструкция из негорюемых материалов (металл, асбоцемент и т. д.), предназначенная для прокладки в ней кабелей. Короба могут быть глухими или с открывающимися крышками, со сплошными или перфорированными стенками и крышками. Короба используются внутри помещений и в наружных установках.

*Кабельный блок* — кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к ним колодцами. Прокладка кабелей в блоках используется в местах пересечений с железными и ав-

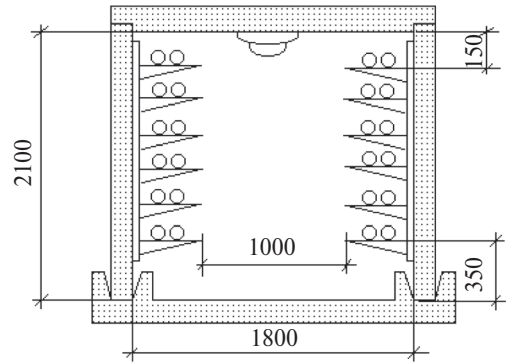


Рис. 3.8. Проходной кабельный туннель двустороннего обслуживания

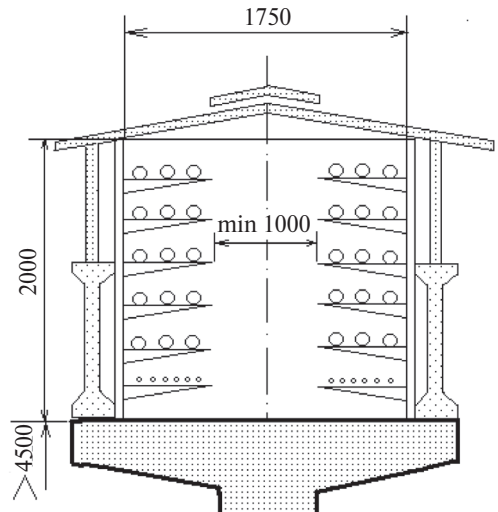


Рис. 3.9. Проходная кабельная эстакада с двусторонним обслуживанием

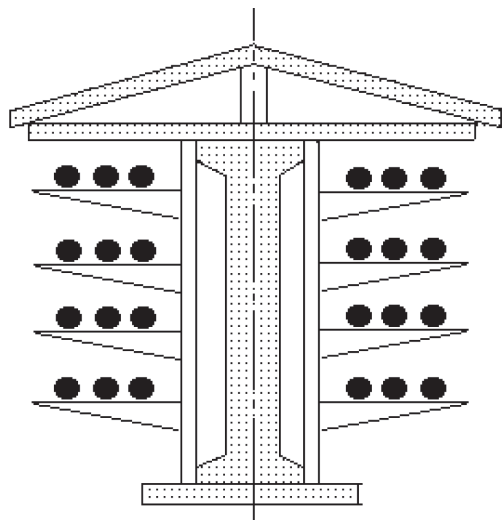


Рис. 3.10. Кабельная галерея

томобильными дорогами, в условиях стесненности по трассе или при необходимости защиты от блуждающих токов.

*Кабельная шахта* — специальное вертикальное сооружение в здании с закладными деталями в стенах, в которых монтируются металлические конструкции для крепления к ним вертикально проложенных кабелей.

*Кабельная галерея* — надземное или наземное закрытое полностью или частично (например, без боковых стен, как показано на рис. 3.10) горизонтальное или

наклонное протяжное проходное кабельное сооружение в котором имеется свободный проход по всей длине галереи, позволяющий производить прокладку, ремонт и обслуживание кабельных линий.

При прокладке кабельных линий для обеспечения безопасности обслуживающего персонала и предотвращения выплавления оболочек при пробое изоляции металлические оболочки и броня кабелей, металлические корпуса муфт и конструкций, на которых расположены кабели, заземляются.

Кабельные линии долговечны и работают надежно при соблюдении технологии монтажных работ и требований ПУЭ.

## 4. Схемы замещения и параметры элементов электрических сетей

---

**Ц**ель расчета установившихся режимов трехфазных электрических сетей переменного тока — определение параметров режимов, которыми являются: векторы междуфазных напряжений  $\dot{U}$  узлов сети; векторы фазных токов, трехфазные потоки и потери мощности на участках сети. Для анализа установившихся режимов необходимо учесть процессы, протекающие в элементах сети и влияющие на параметры режимов. Учет процессов, протекающих в элементе в установившихся режимах, выполняется на основе схем замещения элементов электрической сети. Под схемой замещения элемента электрической сети понимается совокупность сопротивлений и проводимостей, которая достаточно точно моделирует элемент при расчетах и анализе установившихся режимов электрических сетей [3, 5].

При расчетах установившихся режимов трехфазных электрических сетей переменного тока достаточно часто в виде аксиомы предполагается, что анализируемая сеть является симметричной по фазам или становится таковой после проведения некоторых мероприятий, направленных на снижение несимметрии параметров фаз сети.

Под схемой замещения элемента симметричной по фазам электрической сети трехфазного переменного тока частотой 50 Гц понимается совокупность фазных сопротивлений и проводимостей, которая достаточно точно моделирует элемент при расчетах и анализе установившихся режимов.



## 4.1. Параметры схемы замещения линий электропередачи

Передача мощности и электроэнергии от источников к потребителям выполняется по воздушным (ВЛЭП) и кабельным (КЛЭП) линиям электропередачи.

Линия электропередачи — это протяженный объект, параметры которого равномерно распределены вдоль всей длины линии. Для учета этого обстоятельства схема замещения линии должна быть представлена в виде набора четырехполюсников, что позволяет учесть волновые процессы в протяженной линии, однако существенно усложняет процесс анализа установившегося режима сети.

Если учесть, что длина электромагнитной волны  $\lambda$  определяется при делении скорости распространения электромагнитных волн  $V = 300000$  км/сек на частоту переменного тока  $f = 50$  Гц, тогда  $\lambda = 30000/50 = 6000$  км. При сопоставимости длины линии электропередачи с длиной электромагнитной волны учет волновых процессов обязателен.

Большинство реальных линий электропередачи обладает существенно меньшими длинами, поэтому обычно при расчетах установившихся режимов электрических сетей волновые процессы и рас-

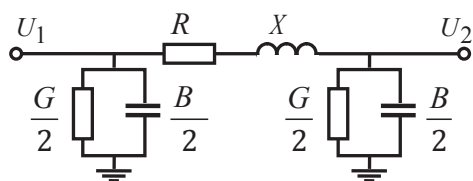


Рис. 4.1. П-образная схема замещения линии электропередачи

пределенность параметров линий не учитываются. Такое допущение не вносит существенных погрешностей в расчеты при длинах воздушных линий — не более 200–250 км и кабельных не более 50–70 км. Если при расчете сети возникает необходимость учета более длинной электропередачи,

то ее можно представить двумя или более последовательно включенными схемами замещения с сосредоточенными параметрами.

Наиболее удобной схемой замещения линий электропередачи для расчетов и анализа установившихся режимов электрических сетей является П-образная схема замещения, показанная на рис. 4.1.

Эта схема одинаково подходит к представлению как ВЛЭП, так и КЛЭП.



## Параметры схемы замещения воздушных линий электропередачи

*Активное сопротивление* фазы воздушной линии электропередачи  $R$  включается в однолинейную схему замещения для учета процесса нагрева проводов вследствие протекания электрического тока и его упрощенно можно трактовать как сопротивление кристаллической решетки проводника направленному движению зарядов. Активные сопротивления всех трех фаз воздушных линий электропередачи одинаковы и не зависят от их расположения на опоре линии.

При определении активного сопротивления проводника переменному току необходимо учитывать поверхностный эффект. Чем выше частота переменного тока, тем сильнее вытесняется ток на поверхность проводника, что приводит к увеличению его активного сопротивления.

Для проводов небольших сечений, выполненных из цветного металла (медь, алюминий) эффект вытеснения тока на поверхность проводника при промышленной частоте 50 Гц незначителен (не более 1 %), поэтому активное сопротивление провода принимается равным омическому (сопротивлению постоянному току). При больших сечениях провода (более 240 мм<sup>2</sup>) поверхностный эффект при промышленной частоте 50 Гц является существенным и должен учитываться при расчетах активных сопротивлений линий электропередачи.

В сталеалюминиевых проводах, являющихся основными для воздушных линий электропередачи энергосистем, из-за поверхностного эффекта и разницы в удельных сопротивлениях стали и алюминия практически весь ток протекает по алюминиевым проводникам. Поэтому здесь и далее под сечением сталеалюминиевого провода подразумевается сечение его алюминиевой оболочки. В сталеалюминиевых проводах ток протекает по отдельным проводникам из алюминия, которые навиты вокруг стального сердечника и поэтому имеют длину на 3–4 % больше длины провода, что приводит к увеличению удельного сопротивления провода по сравнению с удельным сопротивлением алюминия:  $\rho_{\text{Al}} = 31,5 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ .

Активное сопротивление проводника зависит от материала проводника, его длины и сечения, Ом,

$$R = \rho \frac{\ell}{F}, \quad (4.1)$$

где  $\rho$  — удельное сопротивление проводника, Ом · мм<sup>2</sup>/км;  $\ell$  — длина линии, км;  $F$  — сечение, мм<sup>2</sup>.

В справочных материалах [9] приводятся удельные (погонные) фазные сопротивления линий электропередачи для стандартных сечений —  $R_0$ , Ом/км.

Тогда эквивалентное сопротивление фазы линии  $R$  определяется, Ом,

$$R = \frac{R_0 \ell}{n}, \quad (4.2)$$

где  $\ell$  — длина линии, км;  $n$  — число параллельных линий электропередачи. Обычно в справочной литературе удельные сопротивления линий приведены для температуры окружающей среды 20 °С. При изменении температуры окружающей среды меняется длина провода в пролете и соответственно активное сопротивление линии. Вид зависимости  $R_0$  от температуры  $t$ , Ом,

$$R_{0,t} = R_{0,20^\circ} [1 + 0,004(t - 20^\circ)]. \quad (4.3)$$

Зависимость  $R_0$  ВЛЭП от температуры учитывается только в случаях, когда линия работает в экстремальных условиях.

Значение удельного фазного активного сопротивления  $R_0$  воздушных линий электропередачи в сети переменного тока частотой 50 Гц существенно снижается с увеличением класса номинального напряжения линий, что связано с увеличением используемых сечений. Показатели диапазонов значений удельных фазных активных сопротивлений воздушных линий электропередачи со сталеалюминиевыми проводами.

Номинальное напряжение, кВ	Удельные активные сопротивления, Ом/км
≤10	2,060–0,460
35	0,650–0,198
110	0,428–0,120
220	0,121–0,075
330	0,060–0,030
500	0,034–0,020
750	0,024–0,015
1150	0,012–0,011

*Индуктивное сопротивление* фазы воздушной линии электропередачи  $X$  обусловлено магнитным полем, возникающим вокруг и внутри проводника при протекании по нему переменного тока. В проводнике

наводится ЭДС самоиндукции, которая направлена против ЭДС источника. Противодействие ЭДС самоиндукции ЭДС источника и является причиной индуктивного сопротивления и оно тем больше, чем выше частота тока и индуктивности фаз линии по отношению к земле и взаимной индукции между фазами.

Индуктивности фаз линии по отношению к земле и взаимной индукции между фазами зависят от конструкции линии электропередачи: взаимного расположения фаз на опоре, расстояния между фазами и диаметра провода.

Расположение фазных проводов ВЛЭП на опорах линий, как показано в гл. 2 настоящего пособия, может быть различным, и соответственно параметры фаз различны. Если не принять мер по устранению неравенства параметров фаз трехфазная система будет несимметричной. Для разницы в величинах индуктивных сопротивлений и других параметров фаз вдоль трассы линии выполняется взаимное перемещение фазных проводов — *транспозиция* проводов фаз, его принцип показан на рис. 4.2.

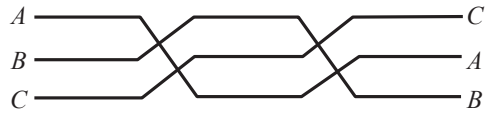


Рис. 4.2. Транспозиция проводов ВЛЭП

Расположение проводов и расстояния между фазами на опоре приведены на рис. 4.3.

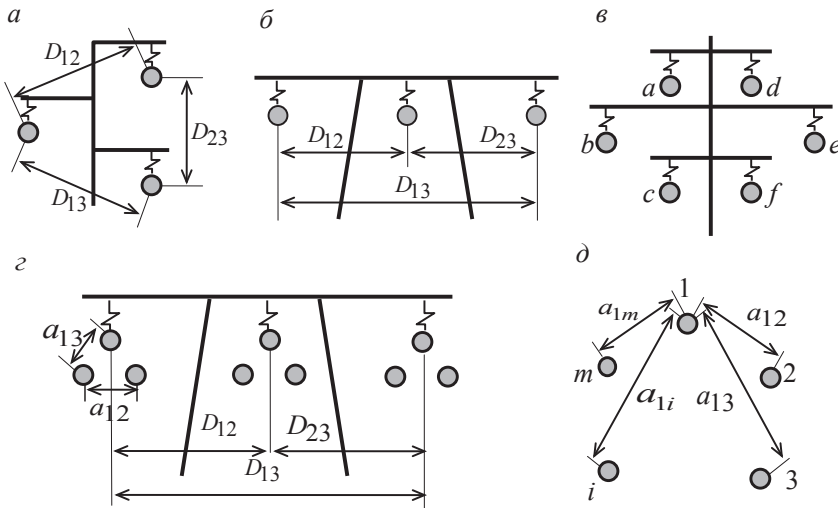


Рис. 4.3. Расположение аз воздушных ЛЭП на опорах:

*а* — треугольное; *б* — горизонтальное; *в* — двухцепная линия; *г* — линия с расщепленными фазами; *д* — расщепление на *m* проводов

Реактивное (индуктивное) сопротивление фазы одноцепной транспонированной линии с проводами из цветных металлов (медь, алюминий, сталеалюминий) току промышленной частоты подсчитывается с учетом взаимодействия фаз по соотношениям, Ом/км,

$$X_0 = 0,1445 \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_3} + \frac{0,0157}{m}, \quad (4.4)$$

где  $D_{\text{cp}}$  — среднегеометрическое расстояние между фазами, м;  $r_3$  — эквивалентный радиус фазы, м;  $m$  — число проводов в фазе.

Среднегеометрическое расстояние между фазами

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{12} D_{13} D_{23}}, \quad (4.5)$$

где  $D_{12}$ ,  $D_{13}$ ,  $D_{23}$  — расстояния между соответствующими фазами.

Для линий, у которых каждая фаза имеет только один провод, эквивалентный радиус фазы равен радиусу провода,  $r_3 = r$ . Если в фазе линии  $m$  проводов, то эквивалентный радиус фазы  $r_3$  определяется по соотношению, м,

$$r_3 = \sqrt[m]{r \prod_{i=2}^m a_{1i}}. \quad (4.6)$$

где  $a_{1i}$  — расстояние между 1-м и  $i$ -м проводами в фазе, м (см. рис. 4.3, з, д);  $\Pi$  — знак произведения.

Минимальные расстояния между соседними фазами при горизонтальном расположении фаз для ВЛЭП различных классов номинальных напряжений показаны в табл. 4.1.

Таблица 4.1

**Минимальные расстояния между соседними фазами ВЛЭП**

Номинальное напряжение, кВ	Расстояния между фазами, м	Номинальное напряжение, кВ	Расстояния между фазами, м	Номинальное напряжение, кВ	Расстояния между фазами, м
До 1	0,5	110	4,0	330	9,0
6–10	1,0	154	5,5	500	12,0
35	3,0	220	7,0	750	15,0

Для двухцепных ВЛЭП, когда две трехфазные системы проводов (две цепи) подвешиваются на общих опорах, как показано на рис. 4.3, в, индуктивное сопротивление фазы линии определяется с учетом взаимной индукции между цепями, Ом/км,

$$X_{0\Sigma} = X_{0(L)} + X_{0(M)}; \quad (4.7)$$

$$X_{0(M)} = 0,1447 \lg \sqrt{\frac{d_{ae} d_{bf} d_{cd}}{d_{ad} d_{be} d_{cf}}}, \quad (4.8)$$

$X_{0(L)}$  подсчитывается по соотношению (4.4).

Эквивалентное фазное реактивное сопротивление  $n$  параллельных линий, Ом,

$$X = \frac{X_0 \ell}{n}. \quad (4.9)$$

Удельные индуктивные сопротивления воздушных линий электропередачи незначительно меняются при изменениях классов номинальных напряжений габаритов линий, сечений проводов и степени расщепления проводов. По этой причине в справочной литературе приводятся обычно усредненные значения удельных индуктивных сопротивлений без указания вида опор и расположения фаз на опоре [9]. Диапазоны значений фазных удельных индуктивных сопротивлений  $X_0$  воздушных линий электропередачи со сталеалюминиевыми проводами показаны ниже.

Номинальное напряжение, кВ	Удельные индуктивные сопротивления, Ом/км
≤ 10	1,038–0,422
35	0,435–0,406
110	0,444–0,405
220	0,435–0,413
330	0,331–0,320
500	0,310–0,304
750	0,308–0,304
1150	0,270–0,193

Удельные индуктивные сопротивления воздушных линий электропередачи немного, значительно меньше, чем удельные активные сопротивления, снижаются при увеличении класса номинального напряжения воздушных линий электропередачи.

*Активная проводимость* включается в схему замещения для учета потерь активной мощности при возникновении короны, а также учета потерь, обусловленных токами утечки по изоляторам ВЛЭП.

На воздушных линиях 110 кВ и выше при пониженной электрической прочности воздуха (высокая влажность, изморозь) напря-

женность электрического поля вокруг проводов может превысить критическую ( $E > E_{кр}$ ). Тогда вокруг провода возникает тлеющий электрический разряд (корона), на поддержание которого расходуется электрическая энергия. Известно, что при прочих равных условиях напряженность электрического поля вокруг проводов тем больше, чем больше его неравномерность. Снижение или предотвращение появления короны можно добиться при уменьшении напряженности электрического поля за счет увеличения поверхности (увеличения радиуса) проводов.

Для снижения или устранения напряженности электрического поля на ВЛЭП 110–220 кВ ограничивается минимально допустимое сечение провода (110 кВ — 70 мм<sup>2</sup>, 150 кВ — 120 мм<sup>2</sup>, 220 кВ — 240 мм<sup>2</sup>). При номинальных напряжениях выше 220 кВ указанный прием технически и экономически нецелесообразен и используется увеличение эквивалентного радиуса провода путем расщепления фаз. На воздушных линиях применяется расщепление фаз на два (при  $U_{ном} = 330$  кВ), три (при  $U_{ном} = 500$  кВ) и более (при  $U_{ном} \geq 500$  кВ) проводов.

При анализе параметров схем замещения воздушных линий электропередачи следует учитывать потери активной мощности, вызванные токами утечки по изоляторам воздушных линий.

В справочной литературе [9] приводятся удельные (на 1 км длины ВЛЭП) трехфазные потери активной мощности на корону и удельные потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи для разных погодных условий. Если нет данных о погодных условиях, в которых работает линия электропередачи, то используются средние значения этих величин. При этом максимальные значения удельных потерь активной мощности на корону учитываются только в районах с повышенной опасностью зернистой изморози и гололеда.

Средние значения удельных трехфазных потерь активной мощности (для  $m$  различных погодных условий) на корону ( $\Delta P_{кор.о}$ ) и удельных трехфазных потерь, обусловленных токами утечки по изоляторам воздушных линий ( $\Delta P_{ут.из.о}$ ), МВт/км,

$$\Delta P_{кор.о} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ кор.о}}}{m}; \quad (4.10)$$

$$\Delta P_{ут.из.о} = \sum_i^m \frac{\Delta P_{i \text{ ут.из.о}}}{m}, \quad (4.11)$$

где  $\Delta P_{i \text{ кор.о}}$  и  $\Delta P_{i \text{ ут.из.о}}$  — соответственно удельные трехфазные потери активной мощности на корону, и за счет токов утечки по изоляторам воздушных линий при погодных условиях  $i = 1, 2, m$ .

По параметрам (4.10) и (4.11) определяется удельная фазная активная проводимость в схеме замещения воздушной линии электропередачи, См/км,

$$G_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор.о}} + \Delta P_{\text{ут.из.о}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (4.12)$$

Эквивалентная фазная активная проводимость  $n$  параллельных линий длиной  $l$  определяется по формуле, См,

$$G = G_0 \ell n. \quad (4.13)$$

Для воздушных линий погонные потери активной мощности на корону и от токов утечки по изоляторам существенно зависят от погодных условий и напряжения, поэтому активная погонная проводимость  $G_0$  является переменным и нелинейным параметром.

Диапазоны потерь активной мощности на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи различных классов напряжений приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

**Диапазоны трехфазных потерь активной мощности на корону  
и от токов утечки по изоляторам воздушных линий**

Номинальное напряжение, кВ	Удельные потери на корону, кВт/км	Удельные потери от токов утечки, кВт/км
110	0,027–0,70	0,055–0,85
150	0,09–2,74	0,06–0,98
220	0,35–8,7	0,07–1,06
330	1,0–16,8	0,1–1,60
500	1,6–46,7	0,16–2,4
750	3,9–77	0,24–3,6

Удельные потери активной мощности на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи значительно меньше растут при увеличении класса номинального напряжения воздушных линий электропередачи.

*Емкостная проводимость* линии определяется токами смещения за счет электростатического поля линии (между фазами и по отноше-



нию к земле). Эта проводимость создает так называемый зарядный, или емкостный, ток, вектор которого опережает на  $90^\circ$  вектор напряжения линии.

Величина удельной фазной емкостной проводимости, См/км,

$$B_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_3}} \cdot 10^{-6}, \quad (4.14)$$

где  $D_{\text{ср}}$  — среднегеометрическое расстояние между фазами, м;  $r_3$  — эквивалентный радиус фазы.

Эквивалентная фазная емкостная проводимость  $n$  параллельных линий длиной  $l$  определяется по формуле, См,

$$B = B_0 \ell n. \quad (4.15)$$

Удельная емкостная проводимость воздушных линий электропередачи растет при увеличении класса номинального напряжения. В справочной литературе обычно приводятся усредненные значения удельных емкостных проводимостей без указания вида опор и расположения фаз на опоре [9].

Диапазоны значений фазных удельных емкостных проводимостей воздушных линий электропередачи со сталеалюминиевыми проводами:

Номинальное напряжение, кВ	Удельные емкостных проводимостей, $10^{-6}$ См/км
110	2,55–2,81
220	2,60–2,74
330	3,38–3,50
500	3,60–3,64
750	3,76–4,13
1150	4,408–5,95

Наличие емкостной проводимости линии является причиной генерации реактивной мощности  $Q_r$ . Величина генерации трехфазной реактивной мощности квадратично зависит от класса напряжения линии электропередачи и вычисляется по выражению, Мвар,

$$Q_r = U^2 B. \quad (4.16)$$

*Особенности схем замещения кабельных линий.* Эквивалентные продольные  $R$ ,  $X$  и поперечные  $G$ ,  $B$  параметры кабельных линий элек-

тропередачи вычисляются аналогично параметрам воздушных линий по соотношениям (4.2), (4.9) и (4.13), (4.15) на основе удельных активного  $R_0$  и реактивного  $X_0$  сопротивлений и удельных активной  $G_0$  и емкостной  $B_0$  проводимостей.

Анализ выражений (4.4) и (4.14) для расчета  $X_0$  и  $B_0$  показывает, что при сближении фаз  $X_0$  уменьшается, а  $B_0$  растет. Для кабельных линий расстояния между фазами значительно меньше, чем для воздушных линий, и соответственно  $X_0$  существенно меньше, а  $B_0$  существенно больше для кабельных линий по сравнению с воздушными.

За счет роста удельной емкостной проводимости  $B_0$  в кабельных линиях емкостный ток и генерация реактивной мощности существенно больше, чем в воздушных того же класса номинального напряжения.

Активная проводимость кабельных линий обусловлена потерями активной мощности в изоляции кабелей и зависит от типа и конструкции кабелей. Расчетные удельные потери мощности  $\Delta P_{\text{из.о}}$  в изоляции кабелей приведены в [9].

Удельная фазная активная проводимость  $G_0$  кабельной линии, См,

$$G_0 = \frac{\Delta P_{\text{из.о}}}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (4.17)$$

где  $\Delta P_{\text{из.о}}$  — удельные (на 1 км длины) потери активной мощности в изоляции кабеля, МВт/км.

Эквивалентная фазная активная проводимость  $n$  параллельных линий длиной  $l$  определяется по формуле, См,

$$G = G_0 \ell n.$$

Удельные параметры кабельных линий, приведенные в справочной литературе [9], достаточно ориентировочны и для учета КЛЭП высокой точности следует пользоваться заводскими данными.

*Упрощенные схемы замещения линий электропередачи.* При расчетах установившихся режимов иногда удобно использовать упрощенные схемы замещения линий электропередачи. Такие схемы замещения можно получить, если выполнить анализ расчетных формул, по которым определяются параметры схем замещения, и оценить зависимости параметров от класса напряжения линий электропередачи.

В первую очередь следует отметить, что активные проводимости в схемах замещения воздушных и кабельных линий вычисляются на ос-

нове условно постоянных потерь, которые можно представить в виде нагрузок.

В большинстве случаев целесообразно непосредственно учитывать суммарные трехфазные потери на корону и потери, обусловленные токами утечки по изоляторам в схеме замещения воздушной линии в виде дополнительной нагрузки  $\Delta P_{ш\Sigma}$ , МВт.

При этом суммарные трехфазные потери на корону и потери, обусловленные токами утечки по изоляторам, можно найти по соотношению

$$\Delta P_{ш\Sigma} = (\Delta P_{к.о} + \Delta P_{ут.о}) \ell n. \quad (4.18)$$

Аналогично можно найти потери в изоляции кабельных линий  $\Delta P_{ш\Sigma}$ , МВт,

$$\Delta P_{ш\Sigma} = \Delta P_{из.о} \ell n. \quad (4.19)$$

Тогда схемы замещения и воздушных, и кабельных линий электропередачи с постоянными потерями в активных шунтах выглядят

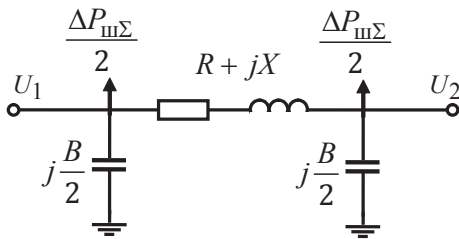


Рис. 4.4. Схема замещения с постоянными потерями в активных шунтах

одинаково и имеют вид, приведенный на рис. 4.4, эта схема замещения линий не содержит допущений и может использоваться при расчетах установившихся режимов электрических сетей с высокой точностью.

Как показано выше, параметры схем замещения линий различно зависят от классов номинальных

напряжений, поэтому ниже рассмотрены возможности исключения отдельных элементов из схем замещения линий электропередачи.

Для решения этой задачи следует оценить погрешность оценки параметров установившихся режимов электрических сетей при исключении из схем замещения воздушных и кабельных линий каждого из параметров.

Первоначально следует отметить, что исключение активных сопротивлений линий электропередачи любых классов напряжений недопустимо при расчетах потерь электроэнергии в сети.

Сопоставление активных и индуктивных сопротивлений линий электропередачи позволяет сделать вывод о том, что на классах напряжений 35 кВ и ниже значения активных сопротивлений обычно

превышают значения индуктивных. С увеличением класса напряжения снижается роль активных и возрастает роль реактивных сопротивлений и, соответственно, их влияние на точность расчета параметров установившихся режимов электрических сетей. Необходимо отметить, что исключение активных сопротивлений линий электропередачи любых классов напряжений недопустимо при расчетах потерь электроэнергии в сети.

Для определения необходимости учета активных проводимостей в схемах замещения воздушных линий электропередачи выполнен анализ сопоставимости величины передаваемой по линии мощности и потерь активной мощности на корону и от токов утечки по изоляторам, который показан в табл. 4.3.

Таблица 4.3

**Диапазоны трехфазных потерь активной мощности на корону  
и от токов утечки по изоляторам воздушных линий**

На- пря- жение, кВ	Передача мощности, ( $P_{\max}$ ), МВт	Длина линии, км	Удель- ные поте- ри на ко- рону, кВт/км	Удель- ные поте- ри от токов утечки, кВт/км	Полные по- стоянные потери, МВт	$\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{\max}}$ , %
≤10	0,4–5	0,2–6	—	0,001–0,25	0,0001–0,001	0,001–0,03
35	5–10	8–25	—	0,035–0,54	0,0001–0,01	0,003–0,23
110	15–50	25–80	0,03–0,70	0,055–0,85	0,001–0,01	0,003–0,83
150	30–80	30–200	0,09–2,74	0,06–0,98	0,004–0,74	0,015–0,24
220	90–150	100–400	0,35–8,7	0,07–1,06	0,04–3,90	0,03–2,60
330	300–450	130–700	1,0–16,8	0,1–1,60	0,14–12,88	0,03–4,29
500	700–1300	280–1200	1,6–46,7	0,16–2,4	0,49–58,92	0,04–8,42
750	1500–2000	300–2000	3,9–77	0,24–3,6	1,24–161,2	0,06–10,74

Как видно из табл. 4.3, потери активной мощности на корону и от токов утечки по изоляторам воздушных линий напряжением ниже 220 кВ несопоставимо малы по сравнению с мощностями, передаваемыми по линиям. Поэтому, если не требуется оценка потерь электроэнергии, при составлении схем замещения воздушных линий напряжением ниже 220 кВ для расчета параметров установившихся режимов указанные потери можно не учитывать.

Учет активных проводимостей в схемах замещения кабельных линий электропередачи, обусловленных потерями активной мощности в изоляции кабелей, как указано выше, зависит от конструкции кабелей.

Обычно потери активной мощности в изоляции кабелей учитываются при номинальных напряжениях кабелей 110 кВ и выше, поэтому схемы замещения кабельных линий напряжением 35 кВ и ниже обычно не содержат активных шунтов.

Для определения необходимости учета емкостной проводимости в схемах замещения воздушных линий электропередачи выполнен анализ сопоставимости величины передаваемой по линии мощности и генерации реактивной мощности воздушными линиями, который приведен в табл. 4.4.

Таблица 4.4

**Диапазоны генерации реактивной мощности воздушными линиями**

На- пря- жение, кВ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Переда- ча мощно- сти по ли- нии, МВт	Длина линии, км	Ем- костная проводим- ость, 10 <sup>-4</sup> См	Генерация реактив- ной мощ- ности, Мвар	$\frac{Q_{\text{ген}}}{P_{\text{max}}}, \%$
35	50–150	5–10	5–40	0,13–1,20	0,016–0,15	0,16–0,3
110	70–240	15–50	25–80	0,64–2,25	0,77–2,73	1,5–18,2
150	150–300	30–80	30–200	0,74–5,45	0,74–5,45	2,6–18,4
220	240–400	90–150	100–400	2,62–10,8	12,6–52,3	8,4–58,1
330	2×240–2×400	300–450	130–700	4,40–24,2	52,8–290	17,6–99,7
500	3×300–3×500	700–1300	280–1200	11,1–43,7	278–1090	21,4–156
750	5×300–3×500	1500–2000	300–2000	12,3–82,6	692–4646	34,6–10
1150	8×300–8×500	4000–6000	3000	132,9	16520	275–413

Как видно из табл. 4.4, генерация реактивной мощности воздушными линиями электропередачи напряжением 110 кВ и выше сопоставима с передаваемой по линии мощностью и, следовательно, должна быть учтена при расчетах установившихся режимов электрических сетей. Генерация реактивной мощности воздушными линиями напряжением ниже 110 кВ достаточно мала по сравнению с передаваемой по линии мощностью, поэтому схемы замещения воздушных линий напряжением 35 кВ и ниже обычно не содержат емкостных шунтов.

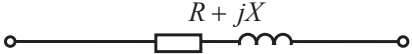
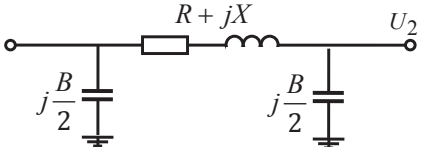
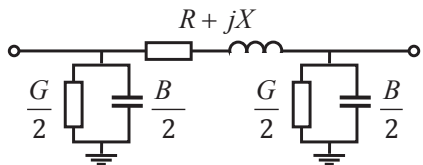
Удельная генерация реактивной мощности кабельными линиями существенно выше, чем у воздушных линий, поэтому генерация реактивной мощности кабельными линиями обычно учитывается в линиях напряжением 35 кВ и выше.

Выполненный анализ позволяет составить упрощенные схемы замещения воздушных и кабельных линий электропередачи, которые с до-

статочной высокой точностью можно использовать при расчетах установившихся режимов электрических сетей, схемы показаны в табл. 4.5.

Таблица 4.5

Упрощенные схемы замещения линий электропередачи

№ схемы	$U$ , кВ	Линия	Схема замещения
1	$> 35$ $\geq 35$	КЛЭП ВЛЭП	
2	35 110	КЛЭП ВЛЭП	
3	$\geq 110$ $> 110$	КЛЭП ВЛЭП	

## 4.2. Параметры схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов

**Типы трансформаторов.** На подстанциях электроэнергетических систем применяются двухобмоточные и трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы (рис. 4.5). Трансформаторы выполняются трехфазными или однофазными.

Три однофазных трансформатора на подстанциях составляют одну трехфазную группу. Однофазные трансформаторы, предназначенные для трехфазных электрических систем, применяются при большой мощности трансформато-

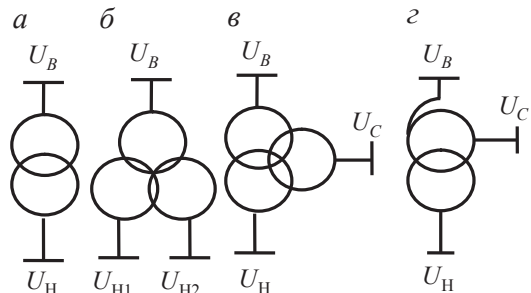


Рис. 4.5. Виды трансформаторов:

$a$  — двухобмоточный;  $б$  — двухобмоточный с расщепленной вторичной обмоткой;  $в$  — трехобмоточный;  $г$  — автотрансформатор

ров (трехфазная номинальная мощность не менее 400 МВА), когда они по размерам становятся негабаритным грузом для перевозки по железной дороге. Маркировка силовых трансформаторов приведена в [9].

*Параметры и схема замещения двухобмоточного трансформатора.* В каталоге двухобмоточного трансформатора указываются следующие параметры:  $S_H$  — номинальная мощность трансформатора, кВА;  $U_{В.Н.}$ ,  $U_{Н.Н.}$  — номинальные напряжения обмоток, кВ;  $u_{к.з.}$ , % — напряжение короткого замыкания в процентах от номинального высшего напряжения;  $\Delta P_{к.з.}$  — потери короткого замыкания, кВт;  $i_{х.х.}$ , % — ток холостого хода в процентах от номинального тока обмотки высшего напряжения;  $\Delta P_{х.х.}$  — потери холостого хода, кВт.

Наиболее удобной схемой замещения двухобмоточного трансформатора для расчетов и анализа установившихся режимов электрических сетей является однолинейная Г-образная схема замещения, показанная на рис. 4.6.

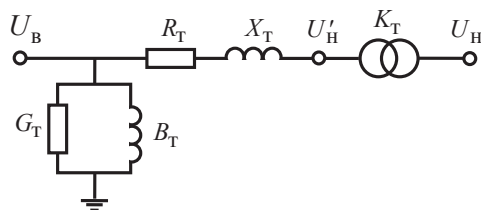


Рис. 4.6. Г-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Напряжением  $U'_H$ , показанное на схеме замещения двухобмоточного трансформатора, является напряжением на выводах низшей стороны трансформатора, приведенным к стороне высшего напряжения:

$$U'_H = U_H K_T, \quad (4.20)$$

где  $K_T$  — номинальный коэффициент трансформации трансформатора:

$$K_T = \frac{U_{В.Н.}}{U_{Н.Н.}}. \quad (4.21)$$

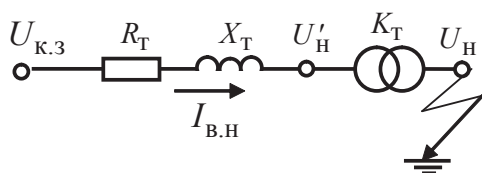


Рис. 4.7. Опыт короткого замыкания двухобмоточного трансформатора

*Продольные активное и индуктивное сопротивления* трансформатора обусловлены соответственно нагревом меди обмоток при протекании по ним нагрузочного тока и наличием поля рассеяния. Продольные сопротивления определяются для одной фазы из опыта короткого замыкания (рис. 4.7).



При проведении опыта короткого замыкания вторичная обмотка трансформатора замыкается накоротко, а к первичной подводится такое напряжение, чтобы по ней протекал номинальный ток  $I_{\text{в.н}}$ . При этом замеряются потери активной мощности в трех фазах трансформатора  $\Delta P_{\text{к.з}}$  и междуфазное напряжение  $u_{\text{к.з}}$ , подводимое к первичной обмотке.

Трехфазные потери активной мощности можно выразить через ток фазы  $I$  и активное сопротивление фазы трансформатора  $R_{\text{т}}$ :

$$\Delta P_{\text{к.з}} = 3 I_{\text{в.н}}^2 R_{\text{т}},$$

отсюда

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з}}}{3 I_{\text{в.н}}^2}.$$

Выражение  $R_{\text{т}}$  через каталожные параметры трансформатора, Ом,

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з}} U_{\text{в.н}}^2}{S_{\text{н}}^2}, \quad (4.22)$$

где  $U_{\text{в.н}}$  — номинальное высшее междуфазное напряжение;  $S_{\text{н}}$  — номинальная трехфазная мощность трансформатора.

Междуфазное напряжение короткого замыкания  $u_{\text{к.з}}$ , кВ, складывается из падения напряжения на активном и реактивном сопротивлениях при протекании номинального тока  $I_{\text{в.н}}$  (см. рис. 4.7),

$$u_{\text{к.з}} = \Delta U_{\text{R}} + \Delta U_{\text{X}} = \sqrt{3} I_{\text{в.н}} R_{\text{т}} + \sqrt{3} I_{\text{в.н}} X_{\text{т}}.$$

У современных крупных трансформаторов ( $S_{\text{н}} > 1$  МВА) активное сопротивление существенно меньше реактивного,  $R_{\text{т}} \ll X_{\text{т}}$ , поэтому можно считать, что  $u_{\text{к.з}} \approx \Delta U_{\text{X}} = \sqrt{3} I_{\text{в.н}} X_{\text{т}}$ , тогда реактивное сопротивление фазы трансформатора

$$X_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к.з}}}{\sqrt{3} I_{\text{в.н}}},$$

или по каталожным данным, Ом,

$$X_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к.з}} \% U_{\text{в.н}}^2}{100 S_{\text{н}}}. \quad (4.23)$$

*Активная и индуктивная проводимости* трансформатора обусловлены соответственно нагревом стали за счет вихревых токов и потерями

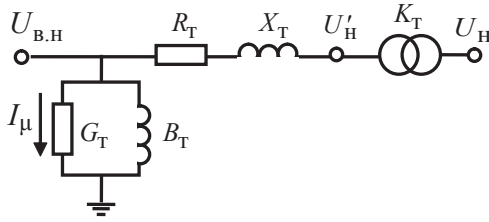


Рис. 4.8. Опыт холостого хода двухобмоточного трансформатора

ми на намагничивание и определяются из опыта холостого хода (рис. 4.8). При проведении опыта холостого хода вторичная обмотка разомкнута, а к первичной подводится номинальное напряжение, замеряются ток холостого хода  $i_{x.x}$  в первичной обмотке и потери активной мощности  $\Delta P_{x.x}$ .

Трехфазные потери активной мощности можно выразить через активную проводимость фазы трансформатора

$$\Delta P_{x.x} = 3I_{\mu}^2 \frac{1}{G_T} = U_{в.н}^2 G_T,$$

отсюда, См,

$$G_T = \frac{\Delta P_{x.x}}{U_{в.н}^2}. \quad (4.24)$$

Ток холостого хода состоит из тока в проводимостях  $G_T$  и  $B_T$ :

$$i_{x.x} = I_G + I_B.$$

Учитывая, что у современных трансформаторов  $B_T \gg G_T$ , можно принять допущение  $i_{x.x} \approx I_B$ , тогда

$$i_{x.x} = \frac{U_{в.н} B_T}{\sqrt{3}},$$

$$B_T = \frac{\sqrt{3} i_{x.x}}{U_{в.н}}.$$

Выражение  $B_T$  через каталожные данные

$$B_T = \frac{\sqrt{3} i_{x.x} \% I_{в.н} U_{в.н}}{100 U_{в.н} U_{в.н}},$$

тогда реактивная проводимость фазы трансформатора, См,

$$B_T = \frac{i_{x.x} \% S_{H.в.н}}{100 U_{в.н}^2}. \quad (4.25)$$

Для того чтобы при использовании введенных формул при расчетах параметров электрических систем не возникало необходимости использовать переводные коэффициенты, рекомендуется выразить

электрические величины в следующих единицах: мощность, потери мощности (МВА, МВт, Мвар); напряжение, потери напряжения (кВ); ток (кА); сопротивление (Ом); проводимость (См).

При определении параметров схем замещения однофазных трансформаторов необходимо помнить, что в их каталоге указываются номинальные мощности одной фазы и в опытах короткого замыкания и холостого хода определяются потери мощности в одной фазе. Эквивалентные сопротивления и проводимости трехфазных групп подчитываются на основе номинальных и паспортных данных однофазных трансформаторов по следующим формулам:

$$\left. \begin{aligned} R_T &= \frac{\Delta P_{\text{к.з}} U_{\text{в.н}}^2}{3 S_{\text{н.ф}}^2}; & X_T &= \frac{u_{\text{к.з}} \% U_{\text{в.н}}^2}{100 \cdot 3 S_{\text{н.ф}}}; \\ G_T &= \frac{3 \Delta P_{\text{х.х}}}{U_{\text{в.н}}^2}; & B_T &= \frac{i_{\text{х.х}} \% 3 S_{\text{н.ф}}}{100 U_{\text{в.н}}^2}. \end{aligned} \right\} \quad (4.26)$$

Все параметры схем замещения трансформаторов в формулах (4.22)–(4.26) приведены к классу высшего номинального напряжения (в таком виде, как правило, приводятся в справочной литературе). При необходимости все параметры могут быть приведены к классу низшего номинального напряжения.

Эквивалентные фазные сопротивления и проводимости схемы замещения  $n$  параллельно соединенных одинаковых двухобмоточных трансформаторов определяются по следующим соотношениям:

$$R_{\text{э}} = \frac{R_T}{n}; \quad X_{\text{э}} = \frac{X_T}{n}; \quad G_{\text{э}} = G_T n; \quad B_{\text{э}} = B_T n. \quad (4.27)$$

*Параметры и схема замещения трехобмоточного трансформатора.* Трехобмоточные трансформаторы могут иметь три типа исполнения, различающиеся соотношением номинальных мощностей обмоток ( $S_{\text{в.н}}$ ,  $S_{\text{с.н}}$ ,  $S_{\text{н.н}}$ ). Промышленностью выпускаются трехобмоточные трансформаторы со следующими соотношениями мощностей (по отношению к номинальной мощности трансформатора), %:

$$(S_{\text{в.н}} / S_{\text{с.н}} / S_{\text{н.н}}) - (100/100/100);$$

$$(S_{\text{в.н}} / S_{\text{с.н}} / S_{\text{н.н}}) - (100/100/66,7);$$

$$(S_{\text{в.н}} / S_{\text{с.н}} / S_{\text{н.н}}) - (100/66,7/100).$$

Выбор того или иного исполнения зависит от величины мощностей, которые протекают по обмоткам (рис. 4.9).

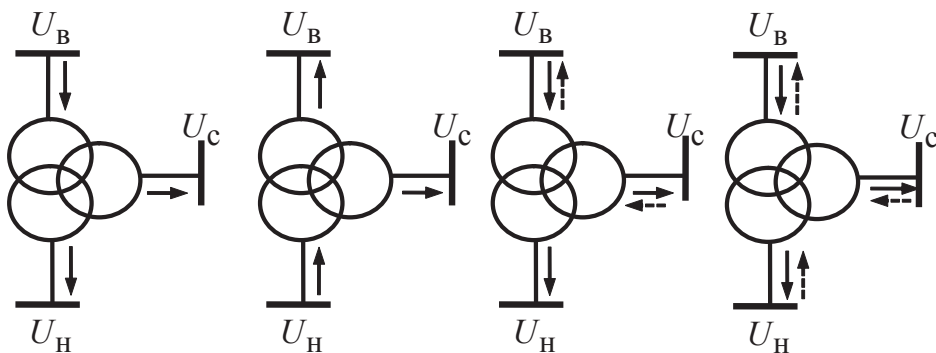


Рис. 4.9. Направления потоков мощностей в трехобмоточном трансформаторе

В каталоге трехобмоточного трансформатора указываются:  $S_n$ , кВА;  $U_{B,H}$ ,  $U_{C,H}$ ,  $U_{H,H}$ , кВ;  $\Delta P_{K.3}$ , кВт;  $u_{K.3.B-C}$ ,  $u_{K.3.B-H}$ ,  $u_{K.3.C-H}$ , %;  $\Delta P_{X.X}$ , кВт;  $i_{X.X}$ , %. Обычно в каталогах указываются результаты замеров напряжений короткого замыкания в трех опытах, проводимых для каждой пары обмоток трехобмоточного трансформатора. Однако зачастую потери короткого замыкания приводятся для того опыта, в котором они имеют максимальное значение. Этот опыт проводится для тех обмоток, номинальные мощности которых равны номинальной мощности трехобмоточного трансформатора  $S_n$ .

*Схема замещения трехобмоточного трансформатора.* Наиболее удобная для расчетов и анализа установившихся режимов электрических сетей однолинейная Г-образная схема замещения трехобмоточного трансформатора приведена на рис. 4.10. Фазные сопротивления обмоток среднего ( $R'_c$ ,  $X'_c$ ) и низшего ( $R'_H$ ,  $X'_H$ ) напряжений, показанные на схеме, приведены к высшему номинальному напряжению трансформатора через соответствующие номинальные коэффициенты трансформации

$$R'_i = R_i \left( \frac{U_{BH}}{U_{iH}} \right)^2, \quad X'_i = X_i \left( \frac{U_{BH}}{U_{iH}} \right)^2, \quad i = c, H. \quad (4.28)$$

Активные и индуктивные фазные сопротивления обмоток находятся исходя из трех опытов короткого замыкания (В–С, В–Н, С–Н).

При проведении опыта короткого замыкания (В–С) к обмотке высшего напряжения подводится такое напряжение, чтобы в ней протекал номинальный ток  $I_{B,H}$ , обмотка среднего напряжения замкнута накоротко, а обмотка низшего напряжения разомкнута.

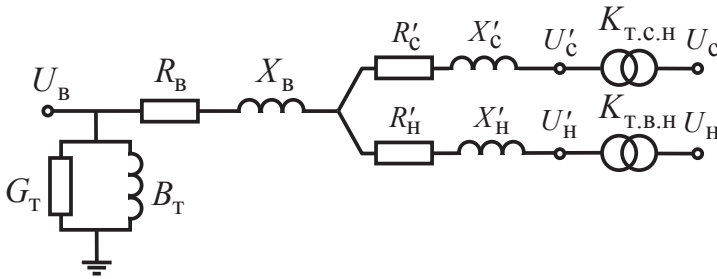


Рис. 4.10. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

В опыте короткого замыкания трехфазного трансформатора (В–С) замеряются трехфазные потери активной мощности  $\Delta P_{\text{к.з, в-с}}$ , которые представляют собой сумму потерь мощности в обмотках высшего и среднего напряжения ( $\Delta P_{\text{к.з, в-с}} = \Delta P_{\text{к.з, в}} + \Delta P_{\text{к.з, с}}$ ) и напряжение короткого замыкания  $u_{\text{к.з, в-с}}$ , которое равно суммарному падению напряжения в обмотках высшего и среднего напряжения ( $u_{\text{к.з, в-с}} = \Delta u_{\text{к.з, в}} + \Delta u_{\text{к.з, с}}$ ).

Опыты короткого замыкания В–Н и С–Н проводятся аналогично с определением соответственно ( $\Delta P_{\text{к.з, в-н}}, u_{\text{к.з, в-н}}$ ) и ( $\Delta P_{\text{к.з, с-н}}, u_{\text{к.з, с-н}}$ ).

При одинаковых номинальных мощностях всех обмоток ( $S_{\text{вн}} = S_{\text{сн}} = S_{\text{нн}}$ ) их активные сопротивления, приведенные к одному классу напряжения, также одинаковы ( $R_{\text{в}} = R'_{\text{с}} = R'_{\text{н}}$ ) и могут быть вычислены по одному из значений потерь короткого замыкания двух обмотках, например на основе  $\Delta P_{\text{к.з, в-с}}$ :

$$R_{\text{в}} = R'_{\text{с}} = R'_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з, в-с}} U_{\text{в.н}}^2}{2S_{\text{н}}^2}. \quad (4.29)$$

Если у одной из обмоток с номером  $i$  номинальная мощность меньше, т. е.  $S_i = 0,667 S_{\text{н}} = S_{\text{н}}/1,5$ , то ее приведенное активное сопротивление соответственно больше,  $R'_i = 1,5 R_{\text{в}}$ .

Для определения фазных индуктивных сопротивлений обмоток при условии ( $S_{\text{вн}} = S_{\text{сн}} = S_{\text{нн}}$ ) необходимо записать выражения для трех напряжений короткого замыкания ( $u_{\text{к.з, в-с}}, u_{\text{к.з, в-н}}, u_{\text{к.з, с-н}}$ ):

$$\begin{aligned} u_{\text{к.з, в-с}} &= u_{\text{к.з, в}} + u_{\text{к.з, с}}; \\ u_{\text{к.з, в-н}} &= u_{\text{к.з, в}} + u_{\text{к.з, н}}; \\ u_{\text{к.з, с-н}} &= u_{\text{к.з, с}} + u_{\text{к.з, н}}. \end{aligned} \quad (4.30)$$

При решении системы уравнений (4.30) можно определить значения напряжений короткого замыкания для каждой из обмоток трехобмоточного трансформатора:

$$\begin{aligned} u_{к.з,в} &= \frac{u_{к.з,в-с} + u_{к.з,в-н} - u_{к.з,с-н}}{2}; \\ u_{к.з,с} &= \frac{u_{к.з,в-с} + u_{к.з,с-н} - u_{к.з,в-н}}{2}; \\ u_{к.з,н} &= \frac{u_{к.з,в-н} + u_{к.з,с-н} - u_{к.з,в-с}}{2}. \end{aligned} \quad (4.31)$$

Индуктивные фазные сопротивления трехобмоточного трансформатора определяются так же, как для двухобмоточных трансформаторов:

$$X'_i = \frac{u_{к.з,i} \% U_{в.н}^2}{100 S_H}, \quad i = в, с', н'. \quad (4.32)$$

Фазные проводимости  $G_T$  и  $B_T$  вычисляются, аналогично их расчету для двухобмоточного трансформатора, по формулам (4.24) и (4.25) по результатам опыта холостого хода трехобмоточного трансформатора.

При проведении опыта холостого хода трехобмоточного трансформатора обмотки среднего и низшего напряжений разомкнуты, к высшей подводится номинальное напряжение  $U_{в.н}$  и замеряются активные потери в стали  $\Delta P_{х.х}$ . При этом параметры шунта могут быть приведены к напряжению любой из обмоток, наиболее часто он приводится к ступени высшего напряжения.

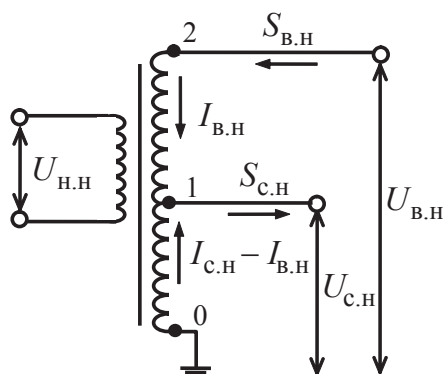


Рис. 4.11. Схема токораспределения в обмотках автотрансформатора

*Схема замещения и особенности автотрансформаторов.* Особенностью автотрансформатора является наличие электрической связи между сторонами высшего и среднего напряжений, обмотки высшего и среднего напряжений, как таковые, у автотрансформатора отсутствуют, но имеются электрически связанные между собой, как показано на рис. 4.11, *общая (0–1) и последовательная (1–2) обмотки.*

Анализ работы автотрансформатора удобно выполнить при рассмотрении передачи мощности со стороны высшего напряжения на сторону среднего и разомкнутой обмотке низшего напряжения. Если обмотка низшего напряжения разомкнута, то мощность, протекающая со стороны высшего напряжения на среднюю сторону (или наоборот), может быть найдена по параметрам высшей или средней стороны автотрансформатора:

$$\begin{aligned} S_{в.н} &= \sqrt{3} I_{в.н} U_{в.н}; \\ S_{с.н} &= \sqrt{3} I_{с.н} U_{с.н}. \end{aligned} \quad (4.33)$$

Эта мощность проходит с одной стороны автотрансформатора на другую, называется проходной мощностью  $S_{пр}$  и определяется по номинальным токам и напряжениям высшей и средней сторон автотрансформатора. Проходная мощность является номинальной мощностью высшей и средней сторон  $S_{в.н}$ ,  $S_{с.н}$  и одновременно номинальной мощностью автотрансформатора  $S_{н}$ :

$$S_{н} = S_{пр} = S_{в.н} = S_{с.н}. \quad (4.34)$$

При передаче номинальной мощности  $S_{н}$  с высшей стороны на среднюю у обычного трансформатора обмотки высшего и среднего напряжений должны быть рассчитаны на эту номинальную мощность, т. е. на номинальные токи и напряжения обмоток. У автотрансформатора в такой ситуации обмотки значительно легче.

Общая обмотка (0–1) имеет то же число витков, уменьшенное число (соответствующее  $U_{с.н}$ ), но ее сечение меньше и определяется не током  $I_{с.н}$ , а током  $I_{с.н} - I_{в.н}$ . Последовательная обмотка (1–2) имеет уменьшенное число по сравнению с обмоткой высшего напряжения обычного трансформатора, определяемое напряжением  $U_{в.н} - U_{с.н}$  при токе  $I_{в.н}$ . Таким образом, мощности последовательной и общей обмоток автотрансформатора меньше мощностей обмоток высшего и среднего напряжения обычного трансформатора такой же номинальной мощности.

Последовательная обмотка автотрансформатора имеет мощность

$$S_{посл} = \sqrt{3} I_{в.н} (U_{в.н} - U_{с.н}). \quad (4.35)$$

Общая обмотка автотрансформатора изготавливается на мощность

$$S_{общ} = \sqrt{3} U_{с.н} (I_{с.н} - I_{в.н}). \quad (4.36)$$



## Номинальная мощность автотрансформатора

$$S_H = \sqrt{3} I_{B.H} U_{B.H} = \sqrt{3} I_{C.H} U_{C.H}. \quad (4.37)$$

Из анализа выражений (4.35–4.37) видно, что мощности последовательной и общей обмоток меньше номинальной мощности автотрансформатора:

$$\begin{aligned} S_{\text{посл}} &= \sqrt{3} I_{B.H} (U_{B.H} - U_{C.H}) = \sqrt{3} I_{B.H} U_{B.H} - \sqrt{3} I_{B.H} U_{C.H} = S_H - \sqrt{3} I_{B.H} U_{C.H}; \\ S_{\text{общ}} &= \sqrt{3} U_{C.H} (I_{C.H} - I_{B.H}) = \sqrt{3} I_{C.H} U_{C.H} - \sqrt{3} I_{B.H} U_{C.H} = S_H - \sqrt{3} I_{B.H} U_{C.H}. \end{aligned} \quad (4.38)$$

Как видно из выражения (4.38), мощности последовательной и общей обмоток одинаковы и равны типовой мощности автотрансформатора

$$S_T = S_{\text{посл}} = S_{\text{общ}} = S_H - \sqrt{3} I_{B.H} U_{C.H} = S_H \left(1 - \frac{U_{C.H}}{U_{B.H}}\right) = S_H \alpha_B, \quad (4.39)$$

где  $\alpha_B$  — коэффициент выгодности ( $\alpha_B < 1$ ). Чем меньше  $\alpha_B$  (чем ближе  $U_{C.H}$  к  $U_{B.H}$ ), тем выгоднее автотрансформатор. Вместо  $\alpha_B$  иногда пишут  $K_B$ .

Третичная обмотка автотрансформатора иногда рассчитывается на типовую мощность

$$S_{H.H} = S_T = \sqrt{3} I_{H.H} U_{H.H}, \quad (4.40)$$

но чаще имеет меньшую мощность  $S_{H.H} = \alpha_H S_H$ ,  $\alpha_H < \alpha_B$ .

Схема замещения автотрансформатора не отличается от схемы замещения трехобмоточного трансформатора. Напряжения опытов короткого замыкания в справочниках обычно приведены к номинальной мощности автотрансформатора. Поэтому индуктивные сопротивления автотрансформатора определяются так же, как для трехобмоточных трансформаторов.

Если для автотрансформатора в паспортных данных приводится результат опыта короткого замыкания В–С ( $\Delta P_{K.3, B-C}$ ), то активные сопротивления подсчитываются так же, как для трехобмоточных трансформаторов. При этом  $R'_H = R_B / \alpha_H$ . Если приводится результат опыта В–Н ( $\Delta P_{K.3, B-H}$ ), то потери короткого замыкания необходимо сначала привести к номинальной мощности автотрансформатора, так как в опыте В–Н через обмотки протекал номинальный ток  $I'_{H.H} = \alpha_H I_{B.H}$ , соответствующий параметрам обмотки низшего напряжения.

Приведение выполняется по формуле

$$\Delta P'_{\text{к.з,в-н}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з,в-н}}}{\alpha_{\text{н}}^2}. \quad (4.41)$$

Для некоторых автотрансформаторов в паспортных данных указываются потери короткого замыкания для всех опытов:  $\Delta P_{\text{к.з,в-с}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.з,в-н}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.з,с-н}}$ . Для определения активных сопротивлений обмоток необходимо сначала привести результаты опытов короткого замыкания к  $S_{\text{н}}$  автотрансформатора:

$$\Delta P'_{\text{к.з,в-н}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з,в-н}}}{\alpha_{\text{н}}^2}; \quad \Delta P'_{\text{к.з,с-н}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з,с-н}}}{\alpha_{\text{н}}^2},$$

а затем рассчитать потери короткого замыкания каждой из обмоток:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{к.з,в}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.з,в-с}} + \Delta P_{\text{к.з,в-н}} - \Delta P_{\text{к.з,с-н}}}{2}; \\ \Delta P_{\text{к.з,с}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.з,в-с}} + \Delta P_{\text{к.з,с-н}} - \Delta P_{\text{к.з,в-н}}}{2}; \\ \Delta P_{\text{к.з,н}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.з,в-н}} + \Delta P_{\text{к.з,с-н}} - \Delta P_{\text{к.з,в-с}}}{2}. \end{aligned} \quad (4.42)$$

Активные сопротивления обмоток в этом случае определяются по формуле

$$R_i = \frac{\Delta P_{\text{к.з},i} U_{\text{в.н}}^2}{S_{\text{н}}^2}, \quad i = \text{в, с, н}. \quad (4.43)$$

Обмотки фаз высшего и среднего напряжения автотрансформатора обычно соединяются в звезду с глухим заземлением нейтрали.

Необходимость заземления нейтрали автотрансформатора обусловлена опасностью пробоя изоляции на стороне среднего напряжения при однофазном коротком замыкании на стороне высшего напряжения.

На векторной диаграмме напряжений показано, рис. 4.12, что при работе с изолированной нейтралью вследствие электрической связи между высшей и средней сторонами в случае однофазного короткого замыкания на высшей стороне на здоровых фазах общей обмотки возникает напряжение значительно выше линейного.

Поэтому автотрансформаторы применяются лишь в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью напряжением 110 кВ и выше,

а сами автотрансформаторы изготавливаются с высшим номинальным напряжением не менее 150 кВ и средним — не менее 110 кВ.

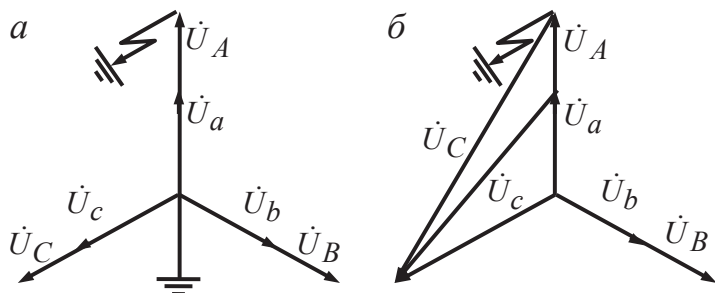


Рис. 4.12. Векторные диаграммы напряжений автотрансформатора с заземленной (а) и с изолированной нейтралью (б)

Обмотка низшего напряжения автотрансформатора соединяется треугольником для компенсации токов высших гармоник, возникающих из-за электрической связи между высшим и средним напряжениями.

*Упрощенные схемы замещения трансформаторов.* Зачастую при расчетах установившихся режимов электрических сетей пренебрегают изменением потерь в стали трансформаторов при изменении напряжения на высшей стороне трансформатора.

Трехфазные потери мощности в стали трансформатора определяются по соотношению

$$\Delta \underline{S}_{\text{ст}} = U_{\text{в}}^2 \hat{Y} = \Delta P_{\text{ст}} + j \Delta Q_{\text{ст}}.$$

По результатам опыта холостого хода определяются потери в стали при напряжении на высшей стороне  $U_{\text{в}} = U_{\text{в.н}}$ , при этом

$$\Delta \underline{S}_{\text{х.х}} = U_{\text{в.н}}^2 \hat{Y} = \Delta P_{\text{х.х}} + j \Delta Q_{\text{х.х}},$$

очевидно, что

$$\Delta \underline{S}_{\text{ст}} = \Delta \underline{S}_{\text{х.х}} U_{\text{в}}^2 / U_{\text{в.н}}^2. \quad (4.44)$$

Если учесть, что напряжения в сети при их соответствии требованиям ГОСТ не отклоняются от номинальных более, чем на 10 %, то потери в стали трансформаторов можно считать условно постоянными и учитывать в виде постоянных нагрузок, равных потерям в опыте холостого хода.

Эквивалентные потери в стали  $n$  параллельно соединенных одинаковых трансформаторов

$$\Delta S_{\text{х.х.}\Sigma} = \Delta S_{\text{х.х.}} n. \quad (4.45)$$

Схемы замещения трансформаторов с постоянными потерями в стали приведены на рис. 4.13.

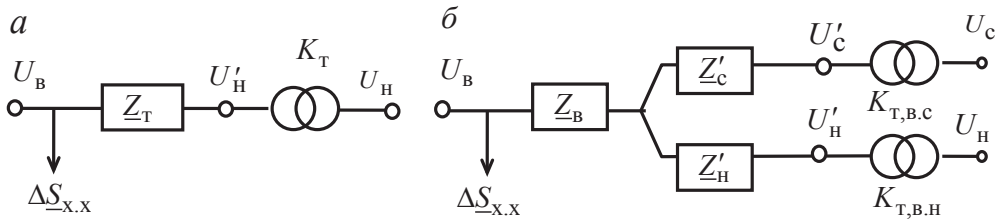


Рис. 4.13. Схемы замещения трансформаторов с постоянными потерями в стали:  $a$  — двухобмоточного;  $b$  — трехобмоточного и автотрансформатора

*Обобщенные схемы замещения сети.* Иногда при расчетах установившихся режимов вместо схем замещения с указанием вида сопротивлений и проводимостей удобно использовать обобщенную однолинейную схему замещения линии электропередачи, которая приведена на рис. 4.14.

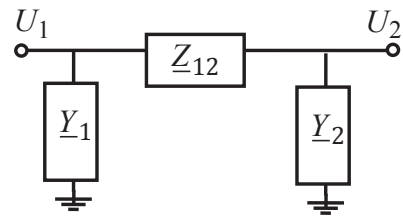


Рис. 4.14. Обобщенная схема замещения участка сети

В обобщенной схеме удобно указывать значения продольного фазного сопротивления  $Z_{12}$  и поперечных фазных проводимостей  $Y_1 = Y_2$  схемы замещения линии электропередачи:

$$Z_{12} = R + jX;$$

$$Y_1 = Y_2 = \frac{G}{2} + j\frac{B}{2}.$$

При расчетах установившихся режимов на схеме обычно вместо буквенных обозначений в прямоугольниках указываются знаки и численные значения параметров, которые позволяют судить о виде и величине параметров фаз сети.

## 5. Электрические нагрузки и источники электроэнергии

---

### 5.1. Характеристика комплексного узла нагрузки

---

Основной целью электроэнергетики является надежное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергии. В качестве потребителей при анализе режимов работы электроэнергетических систем рассматриваются комплексные нагрузки узлов электрической сети, обычно представляющие собой совокупности электроприемников (см. раздел 1.3 настоящего пособия).

В общем энергетическом балансе страны энергия, потребляемая в промышленности и строительстве, составляет более 50 %, следовательно, промышленные предприятия являются основными потребителями электроэнергии. В городах и поселках основная доля электропотребления ложится на общественно-коммунальные и бытовые нужды населения. Большинство потребителей получают электроэнергию от энергосистем (централизованное электроснабжение), в то же время используются и местные источники питания — ТЭЦ, дизельные и др. Сельскохозяйственные потребители обеспечиваются теплом, главным образом, от котельных, а электроэнергией — за счет централизованных и местных источников.

Анализ режимов работы и проектирование развития электрических сетей энергосистем ведутся с учетом комплексных нагрузок узлов сети, которые обычно определяются на шинах высшего или низшего напряжения понижающих подстанций в зависимости от положения точки передачи электрической энергии от энергосистемы потребителю.

На рис. 5.1 приведен пример определения комплексной нагрузки узла электрической сети (схема электроснабжения промышленного предприятия). Определение расчетной комплексной нагрузки выпол-

няется последовательного от низших ступеней системы электроснабжения к высшим (от точек 1, 2 к точкам 7 или 8 на рис. 5.1).

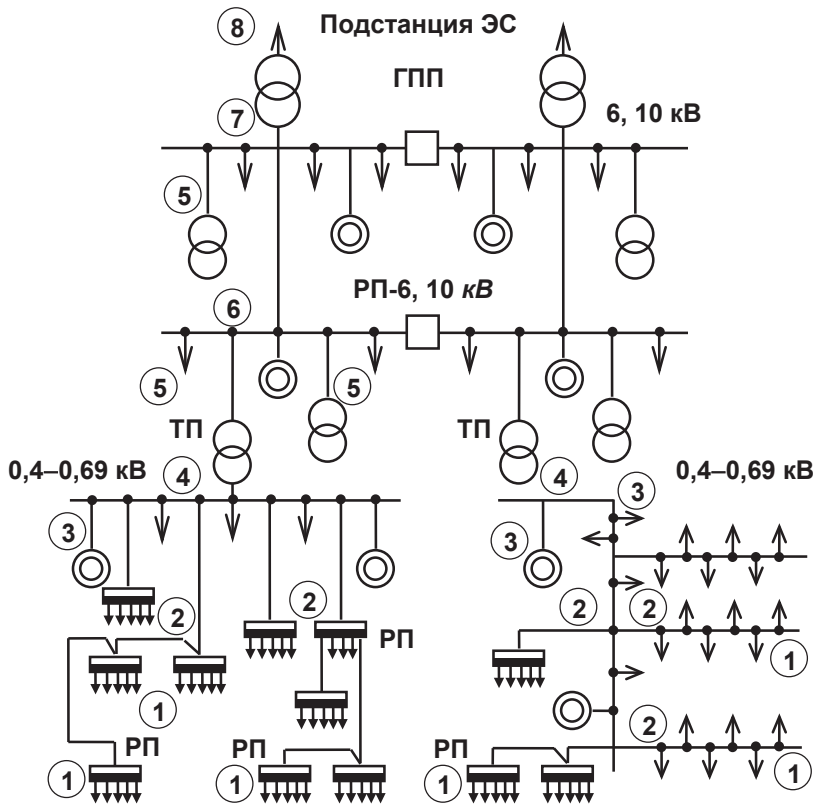


Рис. 5.1. Схема электроснабжения промышленного предприятия

В системе электроснабжения существует несколько характерных точек, в которых необходимо определять расчетные электрические нагрузки.

*Характерные точки для определения расчетных электрических нагрузок*

1. Отдельные электроприемники напряжением до 1000 В (точка 1).
2. Группа электроприемников напряжением до 1000 В (точка 2).
3. Шины цеховых трансформаторных подстанций (ТП) напряжением до 1000 В, крупные электроприемники, распределительные пункты, магистрали (точка 3).
4. Секции шин напряжением до 1000 В цеховой ТП или главная магистраль блока трансформатор-магистраль (точка 4).

5. Линии, подключенные к распределительному пункту (РП) напряжением 6, 10 кВ (точка 5).
6. Секции шин распределительного пункта напряжением 6, 10 кВ (точка 6).
7. Секции шин главной понизительной подстанции напряжением 6, 10 кВ (точка 7).
8. Шины высшего напряжения 35...220 кВ ГПП (точка 8).

Определение нагрузок в точках 7 и 8 позволяет оценить комплексные нагрузки в точках передачи электроэнергии от энергосистемы потребителю.

Основные методы определения расчетных электрических нагрузок, применяемые в настоящее время, могут быть разделены на три группы [7, 8].

1. Методы определения расчетной нагрузки путем умножения номинальной мощности на коэффициент, меньший единицы:

$$P_p = k_1 P_{\text{ном}}. \quad (5.1)$$

К первой группе следует отнести метод определения расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса.

2. Методы, определяющие расчетную нагрузку путем умножения средней нагрузки на коэффициент, который больше единицы или равен ей:

$$P_p = k_2 P_c. \quad (5.2)$$

Ко второй группе относятся методы определения расчетной нагрузки:

- по средней нагрузке и коэффициенту формы графика нагрузки;
- по средней нагрузке и коэффициенту максимума нагрузки (метод упорядоченных диаграмм);
- по средней нагрузке и среднеквадратичному отклонению (статистический метод).

3. Особую группу составляют методы определения расчетных нагрузок по удельным показателям производства:

- по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции;
- по удельной нагрузке на единицу производственной площади.

Суммарная максимальная комплексная нагрузка узла определяется на основе расчета присоединенной мощности,  $P_{\text{max}} < P_{\text{пр}\Sigma}$ :

$$P_{\text{max}} = K_o K_z P_{\text{пр}\Sigma} = K_c P_{\text{пр}\Sigma}, \quad (5.3)$$



где  $K_o$  — коэффициент одновременности, показывающий среднее относительное число одновременно работающих потребителей в период максимума;  $K_z$  — коэффициент загрузки, показывающий отношение рабочей мощности потребителя к его присоединенной мощности;  $K_c$  — коэффициент спроса:

$$K_c = K_o K_z. \quad (5.4)$$

Коэффициенты спроса имеют отличия для разных отраслей промышленности, в табл. 5.1 приведены коэффициенты спроса некоторых отраслей.

Таблица 5.1

**Коэффициенты спроса некоторых отраслей**

№ п/п	Отрасль	$K_c$
1	Машиностроительная	0,25–0,3
2	Текстильная	0,25
3	Собственные нужды электростанций	0,7–0,95
4	Металлургия	0,7–0,8

Суммарная присоединенная мощность вычисляется по формуле

$$P_{\text{пр}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пр},i}, \quad (5.5)$$

где  $n$  — число потребителей узла сети.

Присоединенные мощности отдельных электроприемников и их групп вычисляются в зависимости от их вида. Например, для двигателей присоединенная мощность находится с учетом их номинальных мощностей  $P_{\text{ном, дв}}$  и  $\eta$  — КПД:

$$P_{\text{пр, дв}} = \frac{P_{\text{ном, дв}}}{\eta}, \quad (5.6)$$

для ламп по установленным мощностям

$$P_{\text{пр, л}} = P_{\text{уст}}. \quad (5.7)$$

Достаточно часто возникает задача определения максимальной нагрузки района сети или энергосистемы по максимальным нагрузкам входящих в нее подсистем  $P_{\text{max},i}$ ,  $i = 1, \dots, n$  (максимальной нагрузки объединенной энергосистемы по известным максимальным нагрузкам районных энергосистем, максимальной нагрузки районной по извест-

ным максимальным нагрузкам энергорайонов, районов сети по максимальным нагрузкам узлов и т. д.). При этом несовпадение по времени максимальных нагрузок подсистем с максимальной нагрузкой системы учитывается введением коэффициента участия подсистемы  $i$ ,  $i = 1, \dots, n$  в образовании максимума нагрузки системы [3, 5]:

$$k_{\max i} = \frac{P_{\max i}}{P_{\max}}, \quad (5.8)$$

где  $P_{\max i}$  — нагрузка подсистемы  $i$  в период максимума нагрузки системы;  $P_{\max}$  — максимальная мощность системы, которую можно определить как

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^n P_{\max i} k_{\max i}. \quad (5.9)$$

## 5.2. Статические характеристики комплексного узла нагрузки

Выработка и потребление электроэнергии в электрических системах зависят от параметров качества электроэнергии — частоты в сети  $f$  и напряжения  $U$  на шинах электростанции или потребителя. Потребление нагрузками активных и реактивных мощностей меняется при изменениях частоты и напряжений в электрической сети. При анализе установившихся режимов электрических систем потребление мощностей нагрузками описывается *статическими характеристиками* нагрузки по напряжению  $P(U)$ ,  $Q(U)$  и частоте  $P(f)$ ,  $Q(f)$ . Статические характеристики строятся при медленном изменении  $f$  и  $U$ , когда все точки на них соответствуют установившимся режимам в отличие от *динамических характеристик*, которые соответствуют переходным режимам работы электрических систем.

Виды статических характеристик зависят от типов электроприемников и существенно отличаются для различных потребителей (асинхронных и синхронных двигателей, потерь мощности в сети, осветительной нагрузки и т. д.).

Для расчета параметров установившихся режимов системообразующей и распределительной сетей в первую очередь представляют интерес статические характеристики нагрузок по напряжению, причем

не отдельных электроприемников, а их совокупностей, т.е. характеристики комплексных нагрузок узлов электрической сети. Примерный состав комплексной нагрузки узлов электрической сети приведен в табл. 5.2 [5, 7].

Таблица 5.2

**Примерный состав комплексной нагрузки**

№ п/п	Потребители	Состав, %
1	Асинхронные двигатели	55
2	Синхронные двигатели	8
3	Освещение и бытовые потребители	20
4	Выпрямители, инверторы, печи, нагревательные приборы	10
5	Потери в сетях	7

Анализ характерного состава комплексной нагрузки показывает, что большую часть нагрузки составляют асинхронные и синхронные двигатели, которые и определяют вид зависимостей активной и реактивной мощностей комплексных нагрузок от напряжения.

В каждом конкретном случае статические характеристики комплексных нагрузок узлов электрической сети целесообразно получать опытным путем, меняя напряжение на шинах подстанции и выполняя замеры мощностей потребления. При отсутствии реальных статических характеристик комплексных нагрузок узлов электрической сети можно использовать типовые обобщенные статические характеристики, показанные на рис. 5.2. Обобщенные статические характеристики построены в относительных единицах по отношению к номинальным мощностям комплексной нагрузки узла.

Статические характеристики нагрузки позволяют определить степень изменения мощности нагрузки при изменении напряжения на ее шинах. Это явление получило название *регулирующего эффекта нагрузки по напряжению*.

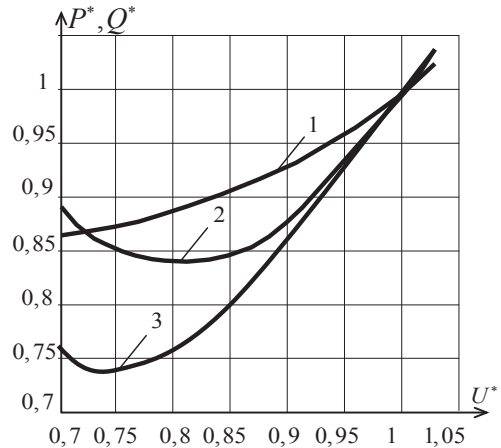


Рис. 5.2. Обобщенные статические характеристики по напряжению: активной мощности (1); реактивной мощности узла 110 кВ (2) и 6–10 кВ (3)

Количественно регулирующий эффект нагрузки определяется частными производными активной и реактивной мощности по напряжению  $\partial P/\partial U$  и  $\partial Q/\partial U$ . Чем больше эти значения, тем сильнее зависит величина нагрузки от напряжения на шинах потребителя.

Ориентировочные значения регулирующего эффекта в относительных единицах комплексной нагрузки для типовых статических характеристик при напряжениях на шинах нагрузок, близких к номинальному:

$$\frac{\partial P^*}{\partial U^*} = 0,6; \quad \frac{\partial Q^*}{\partial U^*} = 1,6 - 2,3.$$

Использование частных производных для оценки регулирующего эффекта нагрузок по напряжению обусловлено тем, что изменение потребления мощности зависит не только от уровней напряжения, но и от частоты в сети. Статические характеристики нагрузки по частоте будут рассмотрены при анализе вопросов регулирования частоты в электроэнергетических системах.

### **5.3. Представление нагрузок в расчетных схемах электрических сетей**

---

Расчет параметров установившихся режимов электрических сетей производится при наличии схемы замещения сети, включающей все элементы энергосистемы: генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, нагрузку.

При выполнении таких расчетов нагрузка наиболее точно может быть учтена с помощью статических характеристик конкретных потребителей. Однако для большинства расчетов такой подробный учет нагрузки затруднителен из-за отсутствия точных данных о составе потребителей. В подавляющем большинстве случаев при расчетах параметров установившихся режимов электрических сетей используются обобщенные статические характеристики комплексной нагрузки.

Учет статических характеристик нагрузки несколько усложняет расчет параметров режимов электрической сети, поэтому статические характеристики нагрузки используются только в тех случаях, когда отказ от их учета приводит к заметным искажениям результатов.

При расчетах рабочих установившихся режимов электрических сетей довольно часто нагрузка представляется неизменными активной и реактивной мощностями при колебаниях напряжения в узле подключения нагрузки.

Такое представление нагрузки соответствует замене действительных характеристик нагрузки постоянной величиной (рис. 5.3, прямые 3 и 4). Как видно из рисунка, такая идеализация является весьма грубой и может быть использована лишь при неболь-

ших отклонениях напряжения от номинальных значений. При соблюдении требований ГОСТ 32144–2013 на качество электроэнергии отклонения напряжений не превышают 10 % от номинального. Представление комплексной нагрузки постоянной мощностью допустимо в проектных расчетах при использовании прогнозных значений нагрузок узлов.

При расчетах режимов сетей с достаточно большими диапазонами изменения напряжений и нелинейным характером зависимости мощностей нагрузок от напряжения, нагрузки могут быть представлены постоянными сопротивлениями  $R_n$  и  $X_n$ . Сопротивления нагрузок при этом выбираются так, чтобы потери мощностей в них соответствовали нагрузкам потребителей.

На рис. 5.4 показана схема замещения нагрузки при параллельном (а) и последовательном (б) соединениях  $R_n$  и  $X_n$ . При параллельном соединении сопротивлений значение активного сопротивления  $R_n$  вычисляется по активной мощности нагрузки, реактивного  $X_n$  по реактивной мощности нагрузки:

$$R_n = \frac{U^2}{P_n}; X_n = \frac{U^2}{Q_n}. \quad (5.10)$$

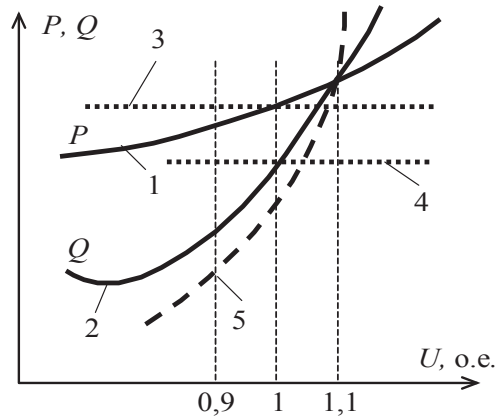


Рис. 5.3. Виды представления нагрузки:

- 1, 2 — статическими характеристиками;  
3, 4 — постоянной мощностью; 5 — постоянным сопротивлением

При последовательном соединении сопротивлений их значения находятся с использованием модуля полной мощности нагрузки  $\underline{S}_H$ :

$$R_H = \frac{U^2}{S_H} \cos \varphi_H; \quad X_H = \frac{U^2}{S_H} \sin \varphi_H. \quad (5.11)$$

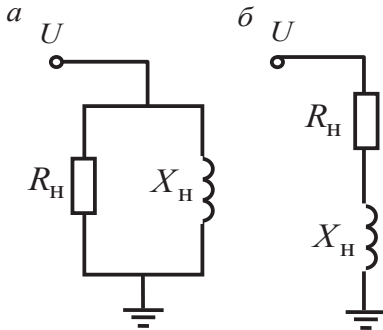


Рис. 5.4. Представление нагрузки постоянными сопротивлениями

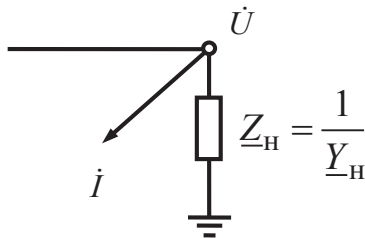


Рис. 5.5. Представление нагрузки неизменными сопротивлением и током

При представлении нагрузки постоянным сопротивлением  $\underline{Z}_H$  мощность меняется прямо пропорционально квадрату напряжения (см. рис. 5.3, кривая 5). Хотя представление нагрузки постоянной мощностью имеет не меньшую погрешность, чем ее представление постоянным сопротивлением, как видно из рис. 5.3, в расчетах последний способ используют реже. Это объясняется тем, что для «тяжелых» электрических режимов, характеризующихся пониженными напряжениями, задание нагрузки постоянным сопротивлением дает неоправданно оптимистичный результат.

Известен также способ представления нагрузки в узле в виде неизменного тока. Однако при этом также допускается заметная погрешность, так как не учитывается зависимость тока от напряжения в узле.

Большее распространение нашло представление нагрузки в смешанном виде: постоянным сопротивлением (проводимостью) и неизменным током (рис. 5.5), при этом мощность нагрузки можно записать следующим образом:

$$\underline{S} = \dot{U} \left( \sqrt{3} I_H^* + \frac{\dot{U}^*}{\underline{Z}_H} \right). \quad (5.12)$$

При разложении вектора тока нагрузки по координатным осям  $\dot{I}_H = I_H' - jI_H''$ , представляя сопротивление нагрузки в комплексном виде  $\underline{Y}_H = G_H - jB_H$  и совмещая вещественную ось с вектором  $\dot{U}$ , можно получить аналитические выражения зависимости мощностей от напряжения:

$$P_H = \gamma_1 U + \gamma_2 U^2; \quad Q_H = \gamma'_1 U + \gamma'_2 U^2, \quad (5.13)$$

где

$$\gamma_1 = \sqrt{3}I'_H; \quad \gamma_2 = G_H; \quad \gamma'_1 = \sqrt{3}I''_H; \quad \gamma'_2 = B_H. \quad (5.14)$$

Рациональные приближения коэффициентов (5.14) можно подобрать на рабочем диапазоне статических характеристик, используя методы математического моделирования. Указанный способ представления нагрузок целесообразно применять для расчета режимов сложных схем электрических систем при использовании метода уравнений узловых напряжений. Он позволяет учесть статические характеристики нагрузок при одновременном сохранении линейности решаемой системы уравнений.

#### 5.4. Представление источников в расчетных схемах электрических сетей

При расчетах установившихся режимов района электрической сети источниками, обеспечивающими питание электрических нагрузок, являются синхронные генераторы электростанций энергосистемы.

Простейшая схема замещения синхронного генератора показана на рис. 5.6.

Если представить вектор линейного или междуфазного напряжения на шинах генератора  $\dot{U}_r$  в виде модуля с нулевым углом  $\dot{U}_r = U_r \angle 0^\circ = U_r e^0 = U_r$ , тогда ЭДС генератора имеет вид

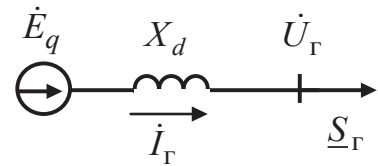


Рис. 5.6. Схема замещения синхронного генератора

$$\dot{E}_q = \dot{E}_r = E_r \angle \delta^\circ = E_r e^{\delta} = E_r (\cos \delta + j \sin \delta),$$

где  $E_r$  — модуль ЭДС генератора, а  $\delta$  — угол ЭДС по отношению к напряжению на шинах генератора  $\dot{U}_r$ .

Напряжение на шинах генератора  $\dot{U}_r$  зависит от ЭДС генератора и падения напряжения на индуктивном сопротивлении  $X_d = X_r$ :

$$\dot{U}_r = \dot{E}_r - j\sqrt{3}\dot{I}_r X_r, \quad (5.15)$$



отсюда фазный ток в статоре генератора

$$\dot{I}_r = \frac{\dot{E}_r - \dot{U}_r}{j\sqrt{3}X_r}. \quad (5.16)$$

Теперь, с использованием выражений (5.15) и (5.16), можно найти выражение для полной трехфазной мощности на шинах синхронного генератора  $\underline{S}_r$ :

$$\begin{aligned} \underline{S}_r &= P_r + jQ_r = \sqrt{3}\dot{U}_r \dot{I}_r^* = \sqrt{3}\dot{U}_r \frac{\dot{E}_r^* - \dot{U}_r^*}{-j\sqrt{3}X_r} = \\ &= jU_r \frac{E_r(\cos\delta - j\sin\delta) - U_r}{X_r} = \frac{E_r U_r}{X_r} \sin\delta + j \left( \frac{E_r U_r}{X_r} \cos\delta - \frac{U_r^2}{X_r} \right). \end{aligned}$$

Далее можно получить выражения для активной и реактивной мощностей генератора

$$P_r = \frac{E_r U_r}{X_r} \sin\delta; \quad (5.18)$$

$$Q_r = \frac{E_r U_r}{X_r} \cos\delta - \frac{U_r^2}{X_r}. \quad (5.19)$$

При расчетах установившихся режимов района электрической сети источниками соответствующие синхронным генераторам электростанций энергосистемы могут задаваться различными способами в зависимости от условий решаемой задачи. При этом они могут использовать модели источников питания конечной и бесконечной мощности.

На рис. 5.7 приведена схема района сети, для которой выполняется расчет установившегося режима.

*Источниками бесконечной мощности* для рассматриваемого района электрической сети могут служить одна или несколько точек связи с соседними мощными энергосистемами. Мощности этих питающих энергосистем так велики по сравнению с мощностями нагрузок и электростанций рассматриваемого района электрической сети, что любые изменения режимов работы нагрузок и электростанций района сети не оказывают влияния на параметры режимов работы питающих энергосистем.

Представление мощных энергосистем в качестве источников бесконечной мощности является идеализацией реального процесса, в котором любое изменение параметров режима влияет на всю сеть. Однако

изменения параметров установившихся режимов питающих энергосистем при изменении мощностей узлов сети мало (меньше точности расчета параметров установившегося режима питающих энергосистем) и ими можно пренебречь.

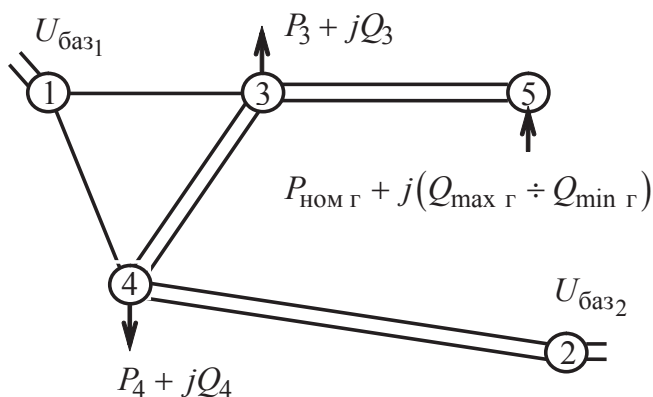


Рис. 5.7. Сеть с источниками бесконечной (узлы 1, 2) и конечной (узел 5) мощности

Таким образом, узлы связи с питающими мощными энергосистемами для данного района электрической сети можно рассматривать как шины бесконечной мощности. Такие узлы называются *балансирующими* по активной и реактивной мощностям.

Использование источников бесконечной мощности при расчетах установившихся режимов соответствует заданию на шинах генератора неизменного вектора напряжения (неизменных модуля и угла напряжения),  $\dot{U}_Г = \text{const}$ . При этом переменными величинами являются активная и реактивная мощности генератора,  $\underline{S}_Г = P_Г + jQ_Г = \text{var}$ .

Если при расчете установившегося режима электрической сети задан один базисный узел, то он обычно задается модулем напряжения с нулевым углом  $U_{баз}$ . При необходимости в сети можно ввести несколько базисных узлов, которые могут быть заданы различными модулями и углами напряжений:  $U_{баз1}, U_{баз2}$  (рис. 5.7, узлы 1 и 2).

*Источниками конечной мощности* для рассматриваемого района электрической сети могут служить одна или несколько электростанций, находящихся непосредственно в рассматриваемом районе (рис. 5.7, узел 5).

При этом необходимо учитывать взаимное влияние режимов работы электростанций и узлов нагрузок района электрической сети при любом соотношении мощностей источников и потребителей электроэнергии, поскольку любое изменение параметров режима влияет на сеть в целом.

В этом случае при расчетах установившихся режимов района электрической сети электрические станции могут задаваться двумя способами.

Первый способ — задание источника неизменными активной и реактивной мощностями,  $\underline{S}_r = P_r + jQ_r = \text{const}$ . В таком случае представление источника при расчетах установившихся режимов отличается от представления нагрузки неизменными мощностями только знаком мощностей и напряжение на шинах генератора вычисляется в процессе расчета установившегося режима:  $\dot{U}_r = \text{var}$ . Этот способ представления генераторов (задание неизменной реактивной мощности) не соответствует реальному процессу управления установившимися режимами, но иногда используется при расчетах предельных режимов или анализе работы сети при задании предельных или номинальных значений мощностей генераторов.

Второй способ — задание источника неизменной активной мощностью:  $P_r = \text{const}$  и неизменным модулем напряжения на шинах генератора:  $U_r = \text{const}$ . При этом фаза напряжения  $\delta$  и реактивная мощность генератора является переменными величинами,  $Q_r = \text{var}$ ,  $\delta = \text{var}$ . В этом случае генераторный узел является балансирующим по реактивной мощности. Таким же способом может быть задан балансирующий по реактивной мощности узел, в котором установлен синхронный компенсатор, при этом  $P_r = 0$ .

Следует помнить, что для обеспечения нормальной работы синхронного генератора пределы изменения реактивной мощности должны быть ограничены в диапазоне от  $Q_{\max}$  до  $Q_{\min}$ .

Максимальное значение реактивной мощности генератора  $Q_{\max}$  ограничивается по максимальному току статора генератора,  $I_r \leq I_{\text{ном.г}}$  и определяется минимальным (номинальным)  $\cos \varphi_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} / S_{\text{ном}}$ .

Дальнейшее снижение  $\cos \varphi_r$  при неизменной номинальной активной мощности генератора привело бы к увеличению выдачи генера-

тором реактивной и соответственно — полной мощности. При этом ток в статорной обмотке генератора превысит номинальный, а длительная работа генератора в таком режиме приведет к повышенному нагреву генератора. Поэтому при расчетах установившихся режимов максимальная реактивная мощность ограничивается значением  $Q_{\max}$ , которому соответствуют номинальные  $\cos \varphi_{\text{ном}}$  и ток генератора  $I_{\text{ном. г}}$ .

Минимальное значение реактивной мощности генератора  $Q_{\min}$  ограничивается по минимальному току ротора генератора и определяется максимальным  $\cos \varphi_{\max}$ .

Дальнейшее снижение тока возбуждения генератора привело бы к значительному снижению ЭДС статорной обмотки и снижению выдачи генератором активной мощности генератора ниже номинальной.

Таким образом, при расчетах установившихся режимов активная мощность источников конечной мощности принимается равной номинальной, а реактивная ограничивается диапазоном от максимального значения  $Q_{\max}$ , соответствующего номинальному  $\cos \varphi_{\text{ном}}$  до минимального  $Q_{\min}$ , соответствующего максимальному  $\cos \varphi_{\max} \approx 0,95$ , при котором генератор способен длительно работать с номинальной активной мощностью.

## 6. Графики электрических нагрузок

### 6.1. Виды графиков нагрузок

Особенностью продукции электростанций — электрической и тепловой энергии — является практическая невозможность ее складирования. Потребление и производство одновременны, т. е. в каждый момент времени мощность всех источников равна мощности всех нагрузок плюс потери в сетях.

Изменения во времени мощностей источников и нагрузок энергетических систем характеризуются графиками нагрузки. Графики нагрузки — это зависимости активной  $P(t)$ , реактивной  $Q(t)$  и полной  $S(t)$  мощностей от времени [7–10].

Мощность отдельных электроприемников в каждый момент времени зависит от режимов их работы, которые могут быть продолжительно неизменными, кратковременными и повторно-кратковременными. На рис. 6.1 показаны ориентировочные графики активных мощностей электроприемников с такими режимами работы.

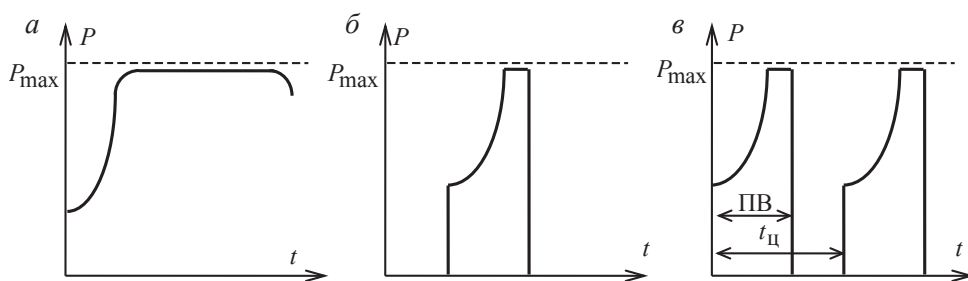


Рис. 6.1. Графики нагрузок:

$a$  — продолжительно неизменный режим;  $б$  — кратковременный режим;  
 $в$  — повторно-кратковременный режим

При анализе режимов работы электроэнергетических систем рассматривать графики отдельных электроприемников весьма затруднительно, так как их состояние в каждый момент времени, а значит, и потребляемая ими мощность являются случайной величиной. Однако это и не требуется, поскольку в качестве потребителей электроэнергии обычно, как было показано в гл. 5, рассматриваются комплексные нагрузки узлов электрической сети, представляющие собой совокупности большого числа электроприемников. Мощности комплексных нагрузок узлов сети обладают большей устойчивостью, так как влияние отдельных электроприемников на суммарную мощность узла сети снижается.

Графики нагрузок узлов электрической сети представляют собой закономерности изменения потребления электроэнергии в каждый момент времени в целом по предприятию, району, энергосистеме и подчиняются определенным статистическим закономерностям. Знание графиков комплексных нагрузок необходимо для планирования энергетического производства: определения резерва, проектирования энергетических объектов и сетей, определения потребной мощности, экономического и надежного электроснабжения.

По продолжительности временного интервала наиболее часто строятся графики, соответствующие циклическому характеру производства, жизни людей и космическим процессам. Поэтому целесообразно выделять графики, соответствующие периодам этих процессов, а именно: суточные, недельные, по месяцам, сезонам и годам.

Графики нагрузок узлов электрической сети описывают изменения во времени активной, реактивной и полной мощностей для рассматриваемого периода времени  $T$  и могут быть представлены в табличном, графическом и аналитическом видах. При этом мощности могут указываться в именованных единицах или в процентах (в относительных единицах) по отношению к максимальному значению за рассматриваемый период времени  $T$ .

Представление графиков нагрузок в табличном виде обычно выполняется при проведении замеров мощностей узлов через определенные достаточно малые временные интервалы  $\Delta t$ . В качестве примера в табл. 6.1 приведены суточные графики активной мощности нагрузки ( $T = 24$  ч), построенные по замерам с часовым интервалом ( $\Delta t = 1$  ч).

Таблица 6.1

## Форма представления суточного графика активной мощности

Временной интервал $\Delta t$ , ч	Единицы измерения		
	$P$ , МВт	$P$ , %	$P$ , отн. ед
0–1	12,0	50	0,5
1–2	3,6	30	0,3
2–3	8,0	30	0,3
...	...	...	...
10–11	24,0	100	1
...	...	...	...
23–24	12,0	50	0,5

Широко распространен графический способ представления графиков нагрузок. На рис. 6.2 показаны графики активной  $P(t)$  и реактивной мощностей  $Q(t)$  нагрузки. В общем виде эти графики не со-

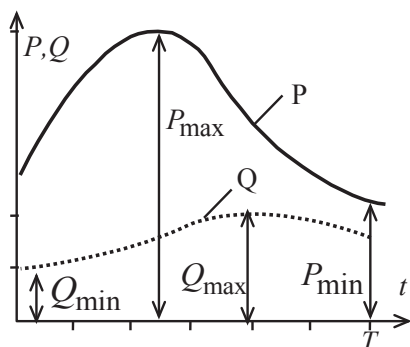


Рис. 6.2. Графики активной и реактивной мощностей нагрузки

падают по форме. Более того, могут не совпадать по времени максимальные  $P_{\max}$ ,  $Q_{\max}$  и минимальные  $P_{\min}$ ,  $Q_{\min}$  значения активной и реактивной мощностей нагрузки. Это объясняется тем, что электроприемники комплексного узла нагрузки имеют различные коэффициенты мощностей ( $\cos \varphi = \text{var}$ ), а в течение рассматриваемого периода времени  $T$  состав электроприемников комплексного узла нагрузки не остается неизменным.

Аналитическое представление графиков предполагает запись зависимостей мощностей в виде функции от времени в виде  $P = P(t)$ ;  $Q = Q(t)$ ;  $S = S(t)$ .

Представление графиков нагрузок в аналитическом виде является наиболее привлекательным, но практически трудно реализуемым в связи со сложностями подбора и неустойчивостью аналитического вида графиков нагрузок. Причем трудности аналитического описания графиков нагрузок увеличиваются по мере приближения к отдельным потребителям электроэнергии.

Непрерывный график нагрузки может быть получен при использовании регистрирующих приборов, фиксирующих активную или

реактивную мощности с высокой дискретностью. При этом на графике отражаются кратковременные колебания нагрузки, как показано на рис. 6.3.

В качестве непрерывного графика обычно используется осредненный график, полученный по записи регистратора.

Наибольший интерес представляют графики активной  $P(t)$  мощности нагрузки. При этом зачастую делается допущение о неизменном составе электроприемников комплексного узла нагрузки и, соответственно, неизменном во времени коэффициенте мощности ( $\cos \varphi = \text{const}$ ). В этом случае графики активной и реактивной мощностей в относительных единицах ( $P^* = P_t / P_{\max}$ ,  $Q^* = Q_t / Q_{\max}$ ), совпадают по форме.

Учитывая, что аналитически представить график нагрузки весьма сложно, при его практическом использовании обычно выполняется аппроксимация непрерывного графика и его замена ступенчатым, как показано на рис. 6.4. При этом на достаточно малом отрезке времени  $\Delta t$  мощность считается неизменной:  $P(t) = \text{const}$ .

Функционально различают графики эксплуатационные и проектные [3, 5]. Эксплуатационные графики строятся в ходе эксплуатации по фактическим показаниям приборов через определенные промежутки времени. Так, на электростанциях ежедневно составляется фактический график, графики всех электростанций суммируются для получения обобщенного графика энергосистемы. Анализ этих графиков позволяет изучить динамику развития и прогнозировать нагрузку.

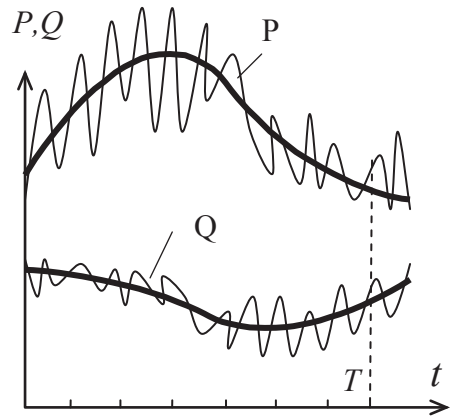


Рис. 6.3. Графики нагрузок и их средние значения

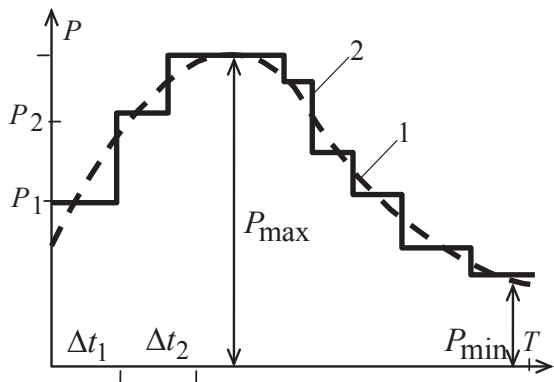


Рис. 6.4. Непрерывный (1) и ступенчатый (2) графики нагрузки



Такие же графики строятся и для потребителей: промышленных предприятий, транспорта, быта, сельскохозяйственных нагрузок. Это дает возможность получить типовые нормативные графики для разного рода потребителей (рис. 6.5). Типовые графики позволяют создать методики проектирования и расчета по ним нагрузок [5, 6]. Проектные графики строятся при планировании развития энергосистем и их районов, подстанций и т. д., часто с использованием типовых (нормативных) графиков, отражающих реальные эксплуатационные.

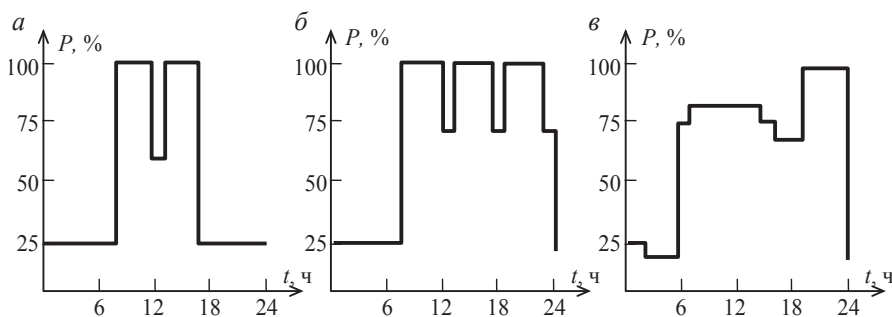


Рис. 6.5. Типовые графики нагрузок односменного (а) и двухсменного (б) предприятий, коммунальной нагрузки (в)

Графики нагрузок энергосистем используются при решении проектных и эксплуатационных задач с целью:

- обеспечения бесперебойного, надежного и экономичного электроснабжения потребителей, благодаря возможности заблаговременного определения оптимального состава работающего оборудования в ожидаемых режимах;
- определения ожидаемой выработки электростанций, потребности в различных видах топлива, воды. Особенно важно при комплексном использовании ГЭС;
- планирования ремонтов оборудования электростанций, электрических сетей, потребителей;
- выработки рекомендаций для проведения мероприятий по уплотнению графиков объединенных энергосистем (смещение перерывов, увеличение сменности, тарифные сетки, присоединение сезонных потребителей);
- разработки типовых графиков для составления энергобалансов и определения необходимых генерирующих мощностей (активных и реактивных) в различных узлах системы.

## 6.2. Суточный график и его характеристики

Суточный график является частным случаем непрерывного циклического графика с периодом  $T = 24$  ч, его основные показатели определяются так же, как для любого другого графика с периодом  $T$  [3, 5, 6].

Суточный ступенчатый график нагрузки (выработки) показан на рис. 6.6.

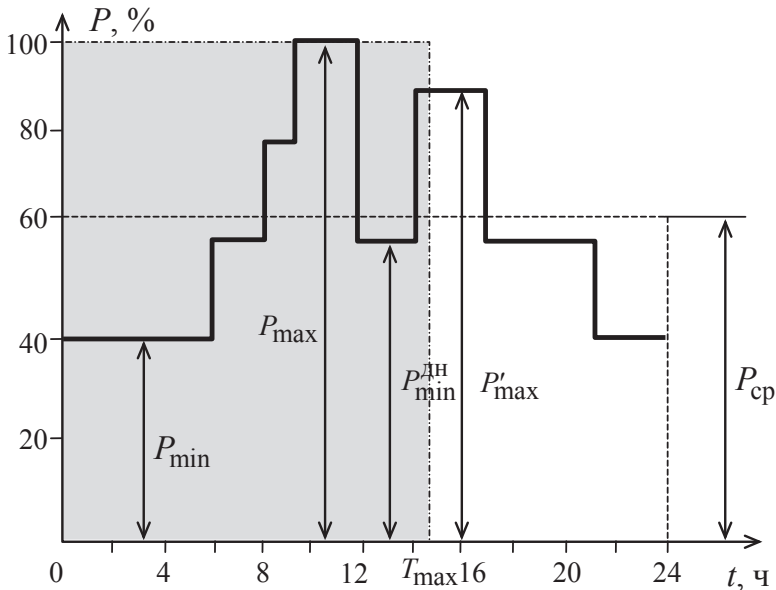


Рис. 6.6. Суточный график нагрузки

Площадь, ограниченная непрерывной или ступенчатой кривой суточного графика  $P(t)$ , соответствует суточному потреблению электроэнергии нагрузками (суточной выработке электроэнергии для электростанций)  $W_{\text{сут}}$ .

Выражение для определения выработки или потребления электроэнергии для любого периода  $T$  имеет вид

$$W_T = \int_0^T P(t) dt = \sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i, \quad (6.1)$$

где  $n$  — число ступеней графика.

Если энергию  $W_T$  равномерно распределить по часам, то можно найти среднюю мощность

$$P_{\text{cp}} = \frac{W_T}{T} = \int_0^T \frac{P(t)dt}{T}. \quad (6.2)$$

Если считать, что эту же энергию нужно выработать (потребить) с максимальной мощностью  $P_{\text{max}}$ , то произойдет это за  $T_{\text{max}}$  час.

Формула для непрерывного графика

$$T_{\text{max}} = \frac{1}{P_{\text{max}}} \int_0^T P(t)dt = \frac{W_T}{P_{\text{max}}}, \quad (6.3)$$

при ступенчатом графике

$$T_{\text{max}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i}{P_{\text{max}}}, \quad (6.4)$$

где  $T_{\text{max}}$  — число часов использования максимума нагрузки,  $T_{\text{max}}$  обычно меньше  $T$  и указывает на не полностью использованные возможности.

Отношение числа часов использования максимума нагрузки  $T_{\text{max}}$  к длительности периода  $T$  является относительным числом часов использования максимума нагрузки  $T_{\text{max,отн}}$  или коэффициентом заполнения графика  $k_3$ :

$$k_3 = \frac{T_{\text{max}}}{T} = T_{\text{max,отн}} = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}}. \quad (6.5)$$

Зачастую для оценки потерь электроэнергии в сети используется коэффициент формы графика нагрузки  $k_\phi$ , определяемый по формуле [5, 8],

$$k_\phi = \sqrt{\frac{1}{P_{\text{cp}}^2 \cdot T} \sum_{i=1}^k P_i^2 \cdot \Delta t_i}. \quad (6.6)$$

Суточные графики нагрузок для каждого из дней года отличаются друг от друга вследствие колебаний нагрузки, вызванных отличием дней недели, недель и месяцев года. Поэтому для года можно построить 365 различных суточных графиков. Однако зачастую при решении инженерных задач бывает достаточно четырех графиков: для зимы, лета, осени и весны. В некоторых случаях ограничиваются даже дву-

мя графиками: для зимы и лета (для средней полосы России продолжительность лета 152, зимы — 213 сут) [9].

Наибольшая нагрузка в течение суток называется суточным максимумом  $P_{\max}$ , наибольшая в году — годовым максимумом. Не следует путать  $P_{\max}$  с  $P_{\text{уст}}$  — установленной мощностью оборудования на электростанциях, выбираемой с учетом резервной мощности. Величине  $P_{\text{уст}}$  соответствует  $k_{\text{уст}}$  — коэффициент использования установленной мощности:

$$k_{\text{уст}} = \frac{W_T}{P_{\text{уст}} T_{\max}}. \quad (6.7)$$

Отношение  $P_{\min}$  к  $P_{\max}$  за сутки определяет коэффициент неравномерности графика  $\alpha$  или коэффициент минимума  $k_{\min}$ :

$$\alpha = k_{\min} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}} \leq 1. \quad (6.8)$$

Коэффициент  $\alpha$  показывает использование мощности  $P_{\max}$ , т. е. сбросы и пики нагрузки в течение суток, и является важной характеристикой графика.

Формулы, приведенные для определения основных показателей суточного графика нагрузки, справедливы для любого графика с периодом  $T$ .

### 6.3. Годовые графики и их характеристики

Кроме суточных графиков нагрузки строятся, исследуются и обобщаются графики по неделям, месяцам, сезонам и годам. Так как суточные графики в этих циклах во многом похожи, то представляет интерес построить график, где по ординатам откладываются суточные максимумы.

В практике чаще всего используются годовые графики месячных максимумов и годовые по продолжительности [3, 5].

На рис. 6.7 показан график месячных максимумов за год.

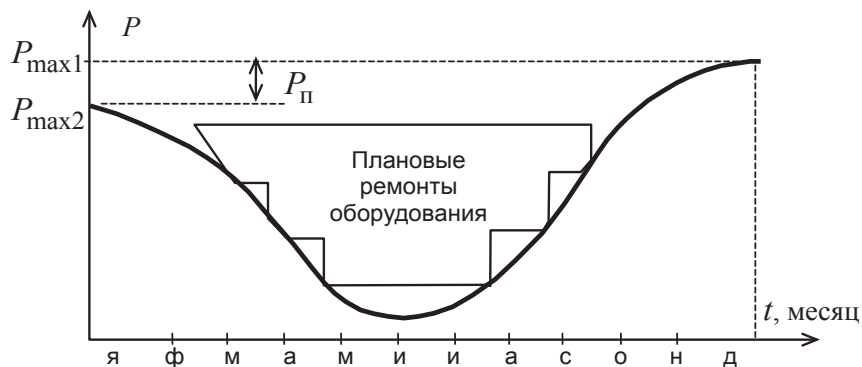


Рис. 6.7. Годовой график месячных максимумов нагрузок

Из графика видно, что максимальная мощность за 31 декабря ( $P_{\max 1}$ ) может быть больше максимальной мощности за 1 января того же года ( $P_{\max 2}$ ), это объясняется приростом мощности  $P_{\text{п}}$  потребителей и электростанций за год. График месячных максимумов позволяет определить потребность в оборудовании на электростанциях и подстанциях в различные периоды года, т. е. планировать ремонты оборудования энергосистем.

Кроме годового графика месячных максимумов, строятся годовые графики по продолжительности, которые показывают продолжительность работы установки в течение года с различными нагрузками.

Для построения годового графика по продолжительности необходимы суточные графики нагрузки для всех характерных периодов года.

Ниже приведен пример построения годового графика по продолжительности (рис. 6.8).

Промежуточные расчеты графика по продолжительности сведены в табл. 6.2, а результаты построения изображены на рис. 6.9.

Построение графика (рис. 6.9) начинается с определения продолжительности максимальной мощности нагрузки  $P_1$  в течение года. Для этого определяется ее продолжительность в течение суток зимних (8 час) и летних (0 час) и умножается соответственно на число суток зимой и летом соответственно (см. строку 1 в табл. 6.2). Таким образом, нагрузка  $P_1$  продолжается в течение года 1704 ч:

$$T_1 = 8 \times 213 + 0 \times 152 = 1704 \text{ ч.}$$

Процедура повторяется для всех значений нагрузки  $P_2, P_3, \dots, P_4$ .

Таблица 6.2

## Построение годового графика по продолжительности

№ п/п	Уровень нагруз- ки, МВт	Продолжительность нагрузки, ч				
		Зимой		Летом		Всего за год
		в те- чение суток	всего	в те- чение суток	всего	
1	$P_1$	8	$8 \times 213 = 1704$	0	0	1704
2	$P_2$	0	0	8	$8 \times 152 = 1216$	1216
3	$P_3$	4	$4 \times 213 = 852$	0	0	852
4	$P_4$	12	$12 \times 213 = 2556$	16	$16 \times 152 = 2432$	$2556 + 2432 = 4988$
					Итого:	8760

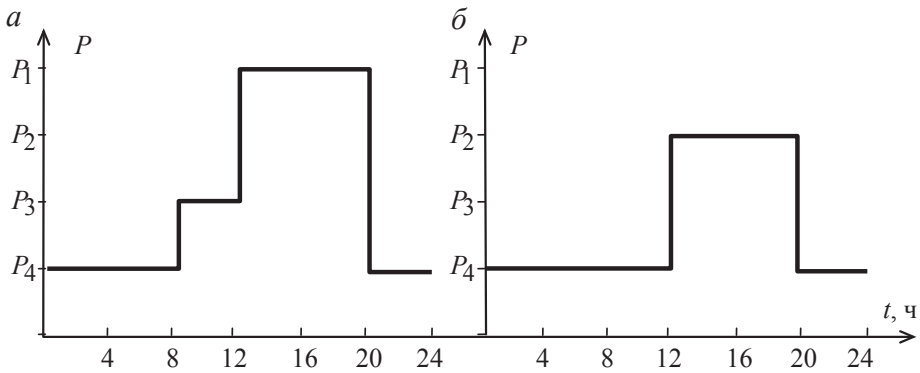


Рис. 6.8. Суточные графики зимней (а) и летней (б) нагрузок

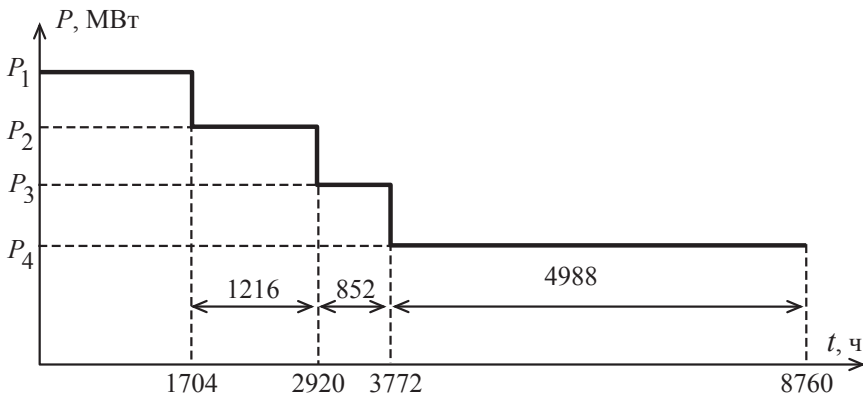


Рис. 6.9. Годовой график по продолжительности

Для годового графика по продолжительности, так же как и для суточного графика, нагрузки определяются в виде  $W_{\text{год}}, T_{\text{год}}^{\text{год}}, P_{\text{ср}}^{\text{год}}, k_z$ .

Годовые графики по продолжительности используются при оценке существующих и перспективных показателей технического и экономического состояния энергосистем и их элементов. Так годовой график по продолжительности может быть использован при технико-экономических расчетах, например при определении суммарных потерь энергии за год в сети, определении суммарной выработки и потребления электроэнергии за год для планирования требуемых объемов топлива и т. д.

При расчете параметров режимов, определении потерь мощности и энергии или решении других задач анализа электрической сети с несколькими нагрузками, имеющими различные показатели ( $\cos \varphi_i, T_{\text{max}i}, i = 1, \dots, n$ ), необходимо по параметрам графиков отдельных узлов нагрузок вычислять средневзвешенные величины  $\cos \varphi_{\text{ср.взв}}, T_{\text{max, ср.взв}}$ :

$$\cos \varphi_{\text{ср.взв}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{\text{max}i}^2 \cos \varphi_i}{\sum_{i=1}^n S_{\text{max}i}^2} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{max}i}^2}{\sum_{i=1}^n \frac{P_{\text{max}i}^2}{\cos \varphi_i}}; \quad (6.9)$$

$$T_{\text{max, ср.взв}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{max}i} T_{\text{max}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{max}i}}. \quad (6.10)$$

#### 6.4. Проблема покрытия суточного графика энергосистемы

Графики нагрузок энергосистем отличаются большой неравномерностью в суточном, недельном и годовом разрезах. Это определяется климатическими, производственными и социальными факторами. В связи с этим возникает проблема обеспечения оптимальных в техническом и экономическом смыслах режимов покрытия нагрузки за счет разного рода станций и выбора структуры генерирующих мощностей на перспективу, параметров их оборудования и режимов работы.

Особые сложности представляет покрытие суточного графика. Они связаны с резкими изменениями мощности нагрузки, что обуславливает высокие требования к маневренности оборудования электростанций, т. е. способности резко увеличивать и снижать выдачу мощности [1, 5, 7].

Характерные графики нагрузки энергосистем для ЕЕЭС и ОЭС Сибири приведены на рис. 6.10, коэффициенты неравномерности (6.8)  $\alpha$  соответственно 0,7 и 0,8.

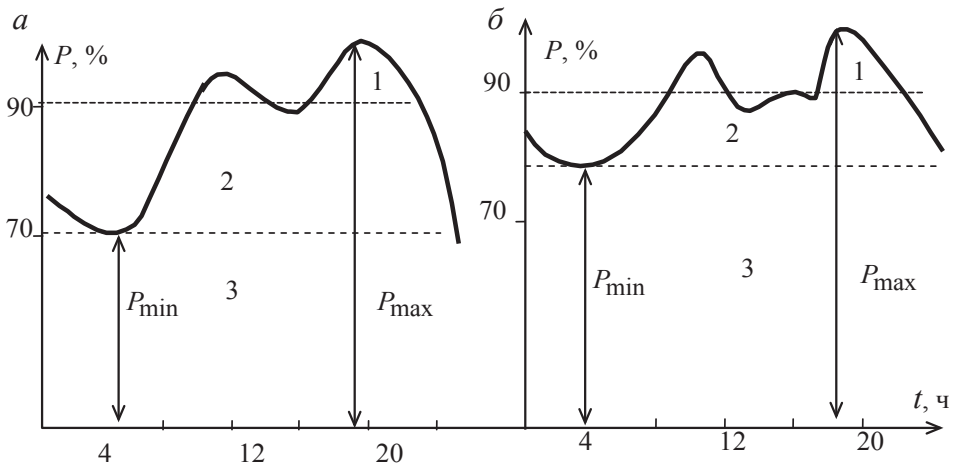


Рис. 6.10. График нагрузок Единой Европейской энергосистемы (а) и Объединенной энергосистемы Сибири (б)

График нагрузки делится на три характерные зоны: пиковую (1), полупиковую (2), базовую (3).

Базовая часть графика располагается ниже ночного минимума и обычно покрывается электрическими станциями, оборудование которых предназначено для работы с неизменным или вынужденным графиком нагрузки. Это АЭС, ТЭЦ или КЭС с мощными блоками.

Реакторы атомных электростанций АКЭС и АТЭЦ работают непрерывно с одинаковой загрузкой и одинаковым выделением тепла, обеспечивающего выдачу номинальной мощности электростанции. Снижение мощности АЭС может быть достигнуто только при сбросе тепла в окружающую среду, что небезопасно и неэкономично.

ТЭЦ работают по тепловому графику, поэтому величина из электрической мощности является вынужденной. КЭС с мощными блоками



являются экономичными электростанциями, этим, в основном, и обусловлена их работа в непрерывном режиме с неизменной нагрузкой.

Полупиковая часть расположена между ночным и дневным провалами, обеспечивает равномерную загрузку оборудования 16–18 час/сут, однако требует резких сбросов нагрузки ночью и быстрого набора утром.

В полупиковой части работают ГТС, ПГУ, могут работать ГЭС и КЭС, блоки КЭС стабильно, но не экономично работают с разгрузкой до 70 %.

Пиковая часть связана с работой оборудования в течение 3–4 часов дневного пика и 6–8 час вечернего с двумя остановами в сутки.

В пиковой части графика работают ГЭС, кроме паводкового периода, ГАЭС при их наличии в системе, газотурбинные или парогазовые блоки электростанций. Использование для покрытия пиков нагрузки энергосистем блоков мощностью 200–300 МВт на газомазуте снижает их экономичность.

Из сравнения графиков нагрузок энергосистем, показанных на рис. 6.10, видно, что электропотребление в ЕЕЭС более неравномерное, чем в Сибири. Коэффициент неравномерности  $\alpha$  для западных районов России значительно ниже среднего по стране и составляет 0,55–0,62 (для Ленэнерго 0,52). За десять лет  $\alpha$  снизился примерно на 20 %.

Для улучшения графика проводятся следующие мероприятия:

- применяются энергоемкие потребители-регуляторы;
- используются изменения графиков отдельных предприятий (изменение сменности, сдвиг перерыва, введение повышенного тарифа на нагрузку и ограничение потребителей в период максимума).

Однако эти меры полностью проблемы не решают. Более того, наблюдается тенденция к разуплотнению графиков. Причинами являются:

- увеличение бытовой нагрузки;
- сокращение рабочей недели.

В настоящее время режимные трудности усугубляются различными формами собственности генерирующих мощностей и снижаются при увеличении мощностей распределенной генерации с использованием мобильных газотурбинных и парогазовых установок.

Проблемы покрытия графиков нагрузок энергосистем могут быть решены только комплексно:

- увеличением маневренности генерирующего оборудования;
- сооружением пиковых электростанций и специальных блоков повышенной маневренности;
- использованием газотурбинных и парогазовых станций; сооружением гидроаккумулирующих электростанций;
- введением режимных мероприятий и объединением энергосистем в единую ЭЭС РФ.

## 7. Потери мощности в электрических сетях

---

### 7.1. Потери мощности на участке сети

---

**П**ередача электроэнергии от источников к потребителям сопровождается потерями активной и реактивной мощностей и электроэнергии. Потерянная энергия расходуется на нагрев проводов ЛЭП, обмоток, корпусов и сердечников трансформаторов [2, 5, 6].

Потери активной мощности являются причиной установки дополнительной мощности генераторов и дополнительными расходами топлива, следовательно, дополнительными затратами на компенсацию потерь. Потери активной мощности в электрических сетях составляют от 2 до 10 % мощности нагрузок.

Потери реактивной мощности в элементах электрических сетей приводят к возрастанию потерь активной мощности, обуславливают установку дополнительных компенсирующих устройств, что также связано с дополнительными затратами. Потери реактивной мощности в электрических системах в несколько раз больше потерь активной мощности, это объясняется соотношением активных и реактивных сопротивлений элементов электрических систем ( $R < X$ ). Величина потерь реактивной мощности в элементах электрических систем составляет от 6 до 12 % мощности нагрузок [6]. Уровень потерь как активной, так и реактивной мощностей зависит от класса напряжения сети и уменьшается с увеличением класса напряжения.

Потери мощности и электроэнергии происходят во всех элементах электроэнергетических систем — генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи и потребителях.

Потери мощности  $\Delta S$ , выделяющиеся в любом сопротивлении электрической сети согласно закона Джоуля — Ленца пропорциональны

квадрату тока, протекающему в каждый момент времени по сопротивлению и величине сопротивления. Потери мощности в трехфазной сети  $\Delta \underline{S}$ , выраженные через квадрат фазного тока  $I^2$  и сопротивление одной фазы  $\underline{Z}$ , имеют вид

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z}. \quad (7.1)$$

Принципы анализа и определения потерь мощности в элементах электрических систем рассмотрены на примере их расчета в сети, П-образная схема замещения которой показана на рис. 7.1.

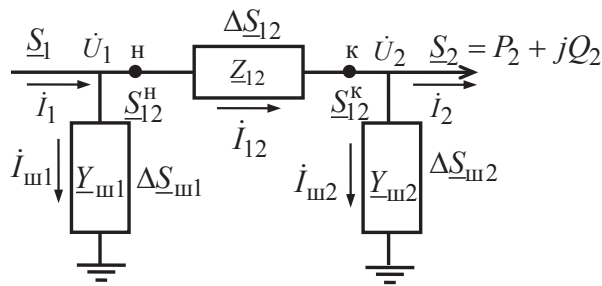


Рис. 7.1. Схема замещения сети

На схеме замещения обозначены:

- начало и конец участка сети 1–2 буквами «Н» и «К» соответственно;
- фазное продольное сопротивление участка сети  $\underline{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12}$ ;
- фазные поперечные проводимости участка сети  $\underline{Y}_{ш1}$  и  $\underline{Y}_{ш2}$ ,  $\underline{Y}_i = G_i \pm jB_i$ . В схемах замещения некоторых элементов сетей, например трансформаторов, проводимости носят активно-индуктивный характер, тогда  $\underline{Y}_i = G_i - jB_i$ , в схемах замещения других, например линий электропередачи, активно-емкостный и  $\underline{Y}_i = G_i + jB_i$ ;
- действующие значения фазных тока нагрузки  $\underline{I}_2$ , тока на участке 1–2  $\underline{I}_{12}$ , тока шунтов  $\underline{I}_{ш1}$ ,  $\underline{I}_{ш2}$  и тока на головном участке  $\underline{I}_1$ ;
- действующие значения линейных напряжений  $\underline{U}_1$  и  $\underline{U}_2$  в точках 1 и 2;
- трехфазная мощность нагрузки (знак «+» перед реактивной мощностью указывает на ее индуктивный характер)

$$\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2 = \sqrt{3} \underline{I}_2^* \underline{U}_2;$$

- трехфазные потоки мощностей в начале  $\underline{S}_{12}^H = P_{12}^H + jQ_{12}^H = \sqrt{3} I_{12}^* \dot{U}_1$  и в конце  $\underline{S}_{12}^K = P_{12}^K + jQ_{12}^K = \sqrt{3} I_{12}^* \dot{U}_2$  участка сети;
- трехфазный поток мощности на головном участке  $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 = \sqrt{3} I_1^* \dot{U}_1$ .

Потери мощности на участке сети 1–2  $\Delta \underline{S}_{12}$  называют *продольными*, так как они выделяются в продольном (вдоль направления тока нагрузки и передачи мощности) сопротивлении  $\underline{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12}$  и их можно найти по выражению

$$\Delta \underline{S}_{12} = 3I_{12}^2 \underline{Z}_{12} = 3I_{12}^2 (R_{12} + jX_{12}) = 3I_{12}^2 R_{12} + j3I_{12}^2 X_{12} = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12}. \quad (7.2)$$

Из выражения (7.2) легко получить формулы для определения активных  $\Delta P_{12}$  и реактивных  $\Delta Q_{12}$  потерь мощности в сопротивлении  $\underline{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12}$ :

$$\Delta P_{12} = 3I_{12}^2 R_{12}; \quad (7.3)$$

$$\Delta Q_{12} = 3I_{12}^2 X_{12}. \quad (7.4)$$

Определение потерь мощности достаточно часто бывает удобно выполнять без предварительного расчета тока  $\dot{I}_{12}$  по потокам мощности в начале  $\underline{S}_{12}^H$  и в конце  $\underline{S}_{12}^K$  участка сети. Потоки мощности можно выразить через ток и напряжение в виде  $\underline{S}_{12}^H = \sqrt{3} I_{12}^* \dot{U}_1$ ,  $\underline{S}_{12}^K = \sqrt{3} I_{12}^* \dot{U}_2$  и с использованием этих выражений определить  $3I_{12}^2$  по параметрам начала участка

$$3I_{12}^2 = \sqrt{3} \dot{I}_{12} \cdot \sqrt{3} I_{12}^* = \left( \frac{\underline{S}_{12}^H}{\dot{U}_1} \right) \cdot \left( \frac{\underline{S}_{12}^H}{\dot{U}_1} \right)^* = \left( \frac{(\underline{S}_{12}^H)^2}{U_1^2} \right) = \left( \frac{(\underline{S}_{12}^K)^2}{U_2^2} \right)$$

и аналогично — по параметрам конца участка

$$3I_{12}^2 = \sqrt{3} \dot{I}_{12} \cdot \sqrt{3} I_{12}^* = \left( \frac{(\underline{S}_{12}^K)^2}{U_2^2} \right).$$

Тогда можно записать потери полной мощности на участке 1–2

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{(\underline{S}_{12}^H)^2}{U_1^2} \cdot \underline{Z} = \frac{(\underline{S}_{12}^K)^2}{U_2^2} \cdot \underline{Z}. \quad (7.5)$$

Так как  $\underline{S} = P + jQ$ , квадрат модуля полной мощности  $S^2 = \underline{S} \cdot \underline{S}^* = P^2 + Q^2$ , а сопротивление  $\underline{Z} = R + jX$ , то выражения для расчета переменных полных  $\Delta \underline{S}_{12}$ , активных  $\Delta P_{12}$  и реактивных  $\Delta Q_{12}$  потерь мощности по параметрам конца участка имеют вид

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} \underline{Z}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} (R_{12} + jX_{12}); \quad (7.6)$$

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} R_{12}; \quad (7.7)$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} X_{12}. \quad (7.8)$$

Аналогично можно записать выражения для расчета переменных полных  $\Delta \underline{S}_{12}$ , активных  $\Delta P_{12}$  и реактивных  $\Delta Q_{12}$  потерь мощности по параметрам начала участка:

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_1^2} \underline{Z}_{12} = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_1^2} (R_{12} + jX_{12}); \quad (7.9)$$

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_1^2} R_{12}; \quad (7.10)$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_1^2} X_{12}. \quad (7.11)$$

Следует обратить внимание, что потери мощности могут быть определены одинаково точно как по данным начала, так и конца участка как — *важно использовать напряжения и потоки мощности для одной и той же точки участка («К» или «Н»)*.

Потери мощности в шунтах  $\Delta \underline{S}_{\text{ш}i}$ , расположенных поперек направления передачи мощности (тока нагрузки), называют поперечными потерями.

Потери мощности в шунтах  $\Delta \underline{S}_{\text{ш}i}$ ,  $i = 1, 2$

$$\Delta \underline{S}_{\text{ш}i} = 3I_{\text{ш}i}^2 \cdot \underline{Z}_{\text{ш}i} = 3I_{\text{ш}i}^2 \cdot \frac{1}{\underline{Y}_{\text{ш}i}},$$

с учетом того, что  $I_{\text{ш}i}^2 = \dot{I}_{\text{ш}i}^* \dot{I}_{\text{ш}i}$ ,  $\dot{I}_{\text{ш}i} = \dot{U}_{\text{ш}i} \underline{Y}_{\text{ш}i} \frac{1}{\sqrt{3}}$ ,  $\dot{I}_{\text{ш}i}^* = \dot{U}_{\text{ш}i}^* \hat{Y}_{\text{ш}i} \frac{1}{\sqrt{3}}$ ,

$$\Delta \underline{S}_{\text{ш}i} = U_i^2 \cdot \hat{Y}_{\text{ш}i}, \quad (7.12)$$

где  $\Delta \underline{S}_{\text{ш}i}$ ,  $i = 1, 2$  — потери мощности в шунтах схемы сети.

Потери мощности в шунтах (7.12) не зависят от токов (потоков), передаваемых через участок сети, поэтому называются *постоянными* (условно постоянными) потерями [2].

Потери мощности в шунтах зависят от характера проводимостей шунтов  $\underline{Y}_{\text{ш}i} = G_{\text{ш}i} \pm jB_{\text{ш}i}$  и в общем виде могут быть записаны как

$$\Delta \underline{S}_{\text{ш}i} = U_i^2 \cdot \hat{Y}_{\text{ш}i} = U_i^2 (G_{\text{ш}i} \mp jB_{\text{ш}i}) = \Delta P_{\text{ш}i} \mp j\Delta Q_{\text{ш}i}, \quad (7.13)$$

где  $\Delta P_{\text{ш}i}$  — потери активной мощности в шунтах;  $\Delta Q_{\text{ш}i}$  — потери (или генерация) реактивной мощности в шунтах схемы сети. Для связи потоков и потерь можно использовать следующие выражения:

$$\underline{S}_{12}^{\text{K}} = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{\text{ш}2};$$

$$\underline{S}_{12}^{\text{H}} = \underline{S}_{12}^{\text{K}} + \Delta \underline{S}_{12};$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{12} + \Delta \underline{S}_{\text{ш}1} + \Delta \underline{S}_{\text{ш}2}.$$

Поток мощности в конце участка 1–2  $\underline{S}_{12}^{\text{K}}$  практически не отличается от нагрузки узла 2  $\underline{S}_2$ , так как потери мощности в шунте  $\Delta \underline{S}_{\text{ш}2}$  достаточно малы, поэтому для качественного анализа закономерности продольных потерь мощности на участке 1–2 можно использовать график нагрузки узла 2. При этом удобно пользоваться понятием модуля полной мощности  $S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}$ .

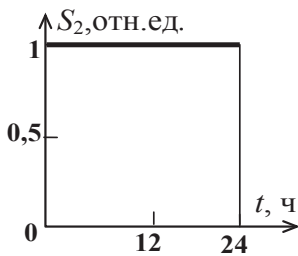


Рис. 7.2. График неизменной нагрузки

Если нагрузка узла 2 остается неизменной в течение суток, то соответственно остаются неизменными поток мощности в конце участка 1–2 и продольные потери мощности  $\Delta \underline{S}_{12}$  на участке 1–2. На рис. 7.2 приведен график такой нагрузки, построенный в относительных единицах по отношению к максимальной мощности  $\underline{S}_{12}(t) = \text{const}$ .

В реальных случаях нагрузка потребителей  $S_2(t)$  не остается неизменной в течение длительного времени. Поэтому поток мощности в конце участка 1–2 и продольные потери мощности  $\Delta \underline{S}_{12}$  на участке 1–2 также изменяются.

Таким образом, можно сделать вывод, что продольные потери мощности в сети зависят от нагрузочных токов или потоков мощности и называются *переменными потерями*.

Для каждого момента времени  $t$  продольные переменные потери мощности могут быть определены в зависимости от тока или потока мощности на участке 1–2 по соотношениям (7.6)–(7.11).

На рис. 7.3, а приведен суточный график модуля полной мощности нагрузки  $S_2(t)$  узла 2, построенный в относительных единицах по отношению к модулю максимальной мощности за сутки  $S_{\max}$ .

Согласно выражению (7.6) продольные потери мощности  $\Delta S_{12}(t)$  пропорциональны квадрату потока мощности в конце участка 1–2 или, как указано выше, квадрату потока мощности нагрузки.

На рис. 7.3, б приведен суточный график квадрата потока мощности нагрузки  $S^2(t)$  в относительных единицах по отношению к  $S_{\max}^2$ , а на рис. 7.3, в показан график продольных потерь активной мощности  $\Delta P_{12}(t)$  в относительных единицах по отношению к максимальным потерям активной мощности  $\Delta P_{\max}$  (в максимальном режиме).

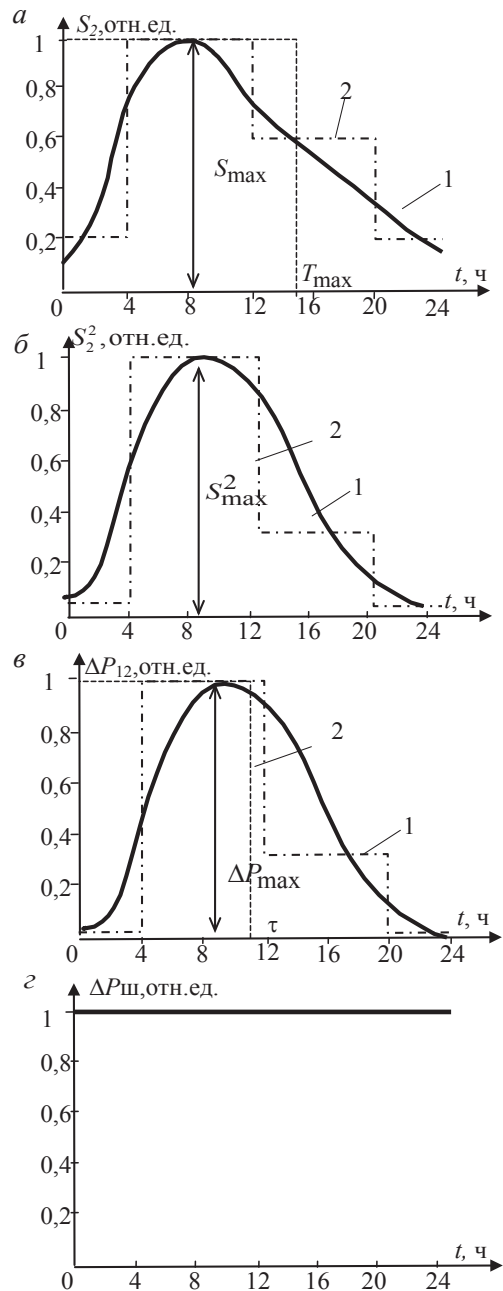


Рис. 7.3. Графики:

- а — нагрузки; б — квадрата нагрузки;
- в — потерь мощности на участке 1–2;
- г — потерь мощности в шунте



Как видно из рисунка, графики квадрата потока мощности нагрузки  $S^2(t)$  и продольных потерь активной мощности  $\Delta P_{12}(t)$ , построенные в относительных единицах (в процентах), совпадают по конфигурации.

Следует отметить, что сравнение конфигурации графика продольных потерь  $\Delta P_{12}(t)$  с графиком квадрата полной мощности нагрузки  $S^2(t)$  выполнено при допущении о неизменности в течение суток напряжения в узле 2,  $U_2(t) = U_2$ . Указанное допущение не влияет на результаты качественного анализа продольных потерь активной мощности, поскольку в нормальных режимах в электрических сетях отклонения напряжений от номинальных значений согласно ГОСТ не превышают 10 %.

Потери мощности в шунтах, как следует из (7.12) и показано на рис. 7.3,  $\varepsilon$ , не зависят от изменения нагрузки, остаются неизменными в течение суток и называются *постоянными потерями (условно-постоянными)*. Условность объясняется допущением о неизменности напряжений в узлах  $U_2(t) = U_2$  при изменении нагрузок.

Суммарные условно постоянные потери активной мощности в шунтах  $\Delta P_{ш\Sigma}$  сети с учетом всех оставляющих можно найти по соотношению [7]:

$$\Delta P_{ш\Sigma} = \Delta P_{ст.тр.\Sigma} + \Delta P_{ст.ку.\Sigma} + \Delta P_{к.\Sigma} + \Delta P_{ут.\Sigma} + \Delta P_{из.к.\Sigma} + \Delta P_{проч.\Sigma}, \quad (7.14)$$

где  $\Delta P_{ст.тр.\Sigma}$  — суммарные потери в стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов;  $\Delta P_{ст.ку.\Sigma}$  — суммарные потери в стали компенсирующих устройств (синхронных и тиристорных компенсаторах, батареях конденсаторов и шунтирующих реакторах);  $\Delta P_{к.\Sigma}$  — суммарные потери на корону в воздушных линиях электропередачи;  $\Delta P_{ут.\Sigma}$  — суммарные потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи;  $\Delta P_{из.к.\Sigma}$  — суммарные потери в изоляции кабельных линий;  $\Delta P_{проч.\Sigma}$  — суммарные прочие условно-постоянные потери мощности.

Определение суммарных условно постоянных потерь реактивной мощности в шунтах  $\Delta Q_{ш\Sigma}$  сети обычно не выполняется. При анализе баланса реактивных мощностей в сети учитываются только суммарные условно-постоянные потери реактивной мощности на гистерезис

в стали силовых трансформаторов и автотрансформаторов ( $\Delta Q_{\text{ст.тр.}\Sigma}$ ). Кроме того, учитывается суммарная генерация реактивной мощности кабельными и воздушными линиями электропередачи, обусловленная емкостями между фазами и землей и между разноименными фазами линий ( $\Delta Q_{\text{ген.}\Sigma}$ ).

При определении как переменных, так и условно-постоянных потерь мощности в сети следует понимать, что *характер потерь мощности в сети не зависит от вида протекающих тока или потока мощности и определяется только характером сопротивления или проводимости сети.*

Это можно легко увидеть, если выполнить анализ выражений (7.1) и (7.12). Квадрат фазного тока  $I^2$ , входящий в выражение (7.1), представляет собой квадрат модуля тока. Вектор фазного тока можно представить в комплексной форме  $\dot{I} = I_a \pm jI_p$ , при этом выражение  $\dot{I} = I_a - jI_p$  соответствует активно-индуктивному, а  $\dot{I} = I_a + jI_p$  активно-емкостному характеру тока. Квадрат фазного тока  $I^2$  является чисто действительной величиной и не зависит от характера тока, поскольку квадрат модуля тока равен произведению вектора тока на сопряженный вектор,  $I^2 = \dot{I} \cdot \dot{I}^* = Ie^{j\varphi} \cdot Ie^{-j\varphi}$ :

- при активно-индуктивном токе  $\dot{I} = I_a - jI_p$  квадрат фазного тока

$$I^2 = \dot{I} \dot{I}^* = (I_a - jI_p)(I_a + jI_p) = I_a^2 + I_p^2;$$

- при активно-емкостном токе  $\dot{I} = I_a + jI_p$  квадрат фазного тока

$$I^2 = \dot{I} \dot{I}^* = (I_a + jI_p)(I_a - jI_p) = I_a^2 + I_p^2.$$

Аналогично можно показать, что  $S^2 = \underline{S} \underline{S}^*$  и  $U^2 = \dot{U} \dot{U}^*$  являются чисто действительными величинами и представляют собой квадраты модулей полной трехфазной мощности и междуфазного или линейного напряжения.

Вывод — *вид потерь мощности определяется только характером сопротивления элемента сети и не зависит от характера протекающих тока или мощности.*

Примеры определения потерь мощности в сети, подтверждающие приведенный вывод.

1. Сопротивление участка сети чисто активное,  $\underline{Z} = 5 + j0(\text{Ом})$ , нагрузка носит индуктивный характер  $\underline{S} = 0 + j20 \text{ (МВА)}$ , напряжение на нагрузке 100 кВ, тогда потери мощности на участке

$$\Delta \underline{S} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} (R + jX) = \frac{0^2 + 20^2}{100^2} (5 + j0) = 0,2 + j0 (\text{МВА}).$$

Как видно по результатам расчета, при протекании индуктивной мощности по активной цепи выделяются чисто активные потери мощности.

2. Сопротивление участка сети чисто индуктивное,  $\underline{Z} = 0 + j5 (\text{Ом})$ , нагрузка носит активный характер  $\underline{S} = 20 + j0 (\text{МВА})$ , напряжение на нагрузке 100 кВ, тогда потери мощности на участке

$$\Delta \underline{S} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} (R + jX) = \frac{20^2 + 0^2}{100^2} (0 + j5) = 0 + j0,2 (\text{МВА}).$$

Таким образом, при протекании активной мощности по индуктивной цепи выделяются чисто индуктивные потери мощности.

3. Проводимость шунта в узле чисто емкостная,  $Y = 0 + j0,5 (\text{См})$ , напряжение 100 кВ, тогда потери мощности в шунте

$$\Delta \underline{S}_{\text{ши}} = U_i^2 \cdot \hat{Y}_{\text{ши}} = 100^2 \cdot (0 - j0,0005) = 0 - j5 (\text{МВА}).$$

## 7.2. Расчет потерь мощности в элементах электрических сетей

Определение переменных и условно-постоянных потерь активной и реактивной мощности в любых элементах электроэнергетических систем могут быть найдены по приведенным в разд. 7.1 соотношениям. Однако определение потерь активной и реактивной мощности в различных элементах имеет свои особенности, которые рассмотрены ниже.

*Потери мощности в линиях электропередачи.* Наиболее удобной схемой замещения воздушных и кабельных линий для расчетов и анализа установившихся режимов электрических сетей является П-образная схема замещения, показанная на рис. 7.4.

Продольное активно-индуктивное сопротивление воздушных и кабельных линий имеет вид

$$\underline{Z} = \underline{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12}.$$

Поперечные проводимости воздушных и кабельных линий носят активно-емкостный характер и имеют вид

$$Y_{\text{ш1}} = Y_{\text{ш2}} = \frac{G}{2} + j \frac{B}{2}.$$

Продольные переменные потери активной и реактивной мощности в линиях электропередачи можно определить по току, протекающему по линии (7.2), или по потокам мощности и напряжениям в начале и конце линии (7.6)–(7.11). В приближенных расчетах, когда не известны точные значения напряжений в узлах электрической сети, продольные потери мощности можно оценить по приближенным (средним) значениям напряжений  $U$ .

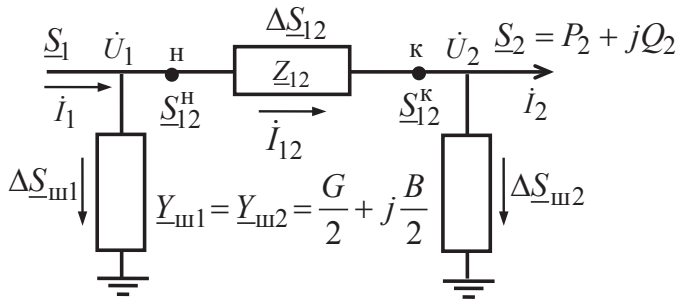


Рис. 7.4. Схема замещения линии электропередачи

Поперечные потери мощности в шунтах линии электропередачи можно найти по формуле (7.12) с учетом их активно-емкостного характера:

$$\Delta S_{\text{ш}i} = U_i^2 \hat{Y}_i = U_i^2 \left( \frac{G_{i2}}{2} - j \frac{B_{i2}}{2} \right) = \Delta P_{\text{ш}i} - j \Delta Q_{\text{ш}i}. \quad (7.15)$$

Структура суммарных условно-постоянных потерь активной мощности определяется по выражению (7.14).

Для воздушных и кабельных линий условно-постоянные потери активной мощности в шунтах имеют вид

$$\Delta P_{\text{ш}i} = \frac{1}{2} \sum_j \Delta P_{\text{ш}ij} = \frac{1}{2} (\Delta P_{\text{к.}i} + \Delta P_{\text{ут.}i} + \Delta P_{\text{из.к.}i} + \Delta P_{\text{гол.}i}), \quad (7.16)$$

где  $\Delta P_{\text{к.}i}$  — потери на корону в воздушной линии электропередачи;  $\Delta P_{\text{ут.}i}$  — потери от токов утечки по изоляторам воздушной линии электропередачи;  $\Delta P_{\text{из.к.}i}$  — потери в изоляции кабельной линии электропередачи;  $\Delta P_{\text{гол.}i}$  — потери на плавку гололеда на воздушной линии электропередачи, которые учитываются при проведении плавки гололеда.

Составляющие условно-постоянных потерь активной мощности в шунтах принципиально могут быть уточнены по действительным напряжениям узлов, найденным при расчетах установившихся режимов сети:

$$\Delta P_{шij} = \frac{1}{2} \Delta P_{ш.уд.ij} \cdot \ell_{ij} \cdot n_{ij} \frac{U_i^2}{U_{ном}^2}. \quad (7.17)$$

Следует отметить, что такие уточнения в практических расчетах обычно не делаются по причине, в первую очередь, отсутствия замеров напряжений. Кроме того, указанные уточнения лежат в рамках погрешностей расчетов потерь электроэнергии [8,9].

Кабельные и воздушные линии электропередачи, как указано в разд. 4, генерируют реактивную мощность, обусловленную емкостями между фазами и землей и между разноименными фазами линий. Поэтому слагаемое  $\Delta Q_{ши}$  в выражении (7.15) входит со знаком «—». При расчетах установившихся режимов генерация реактивной мощности воздушными и кабельными линиями электропередачи вычисляется по действительным напряжениям узлов сети.

*Потери мощности в двухобмоточных трансформаторах.* Схема замещения двухобмоточного трансформатора приведена на рис. 7.5, на схеме показаны продольное активно-индуктивное сопротивление и поперечная активно-индуктивная проводимость.

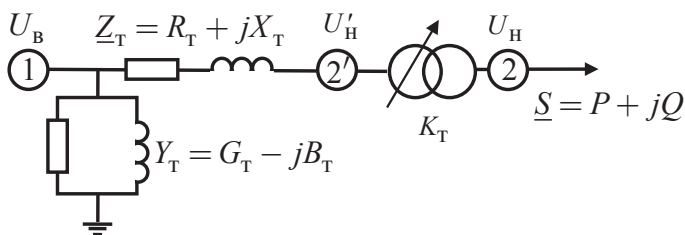


Рис. 7.5. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Активное сопротивление обмоток трансформатора учитывает потери в меди на нагрев обмоток, а индуктивное введено для учета рассеяния магнитного потока в воздушных зазорах магнитопровода,  $Z_T = R_T + jX_T$ .

Продольные переменные потери мощности в двухобмоточных трансформаторах можно определить по формулам (7.2) через ток или по (7.6)—(7.12) по потокам мощности и напряжениям. В приближен-

ных расчетах, если точные значения напряжений неизвестны, потери мощности можно оценивать по номинальным (средним) значениям напряжений  $U$ .

Оценка переменных активных потерь в меди трансформаторов в любом установившемся режиме может быть выполнена с использованием результатов опыта короткого замыкания трансформатора на основе потерь короткого замыкания,  $\Delta P_{к.з} = \Delta P_{м.}$

Для  $n$  параллельно включенных трансформаторов эквивалентные потери в меди можно определить по формуле

$$\Delta P_{м.э} = 3 I_{в}^2 R_{э},$$

где  $R_{э}$  — эквивалентное активное сопротивление  $n$  параллельных трансформаторов;  $I_{в}$  — ток в обмотке высшего напряжения.

С учетом (4.27)

$$R_{э} = \frac{1}{n} R_{Г} = \frac{1}{n} \frac{\Delta P_{к.з} U_{в.н}^2}{S_{НОМ}^2}.$$

Ток в обмотке высшего напряжения ориентировочно без учета потерь мощности можно оценить по напряжению на высшей стороне трансформатора и нагрузке на низшей стороне,  $3 I_{в}^2 \approx S^2 / U_{в}^2$ .

Теперь можно оценить эквивалентные потери в меди  $n$  параллельных трансформаторах:

$$\Delta P_{м.э} = \frac{1}{n} \Delta P_{к.з} \left( \frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \left( \frac{U_{в.н}}{U_{в}} \right)^2. \quad (7.18)$$

Полагая в приближенных расчетах  $U_{в} \approx U_{в.н}$ ,

$$\Delta P_{м.э} = \frac{1}{n} \Delta P_{к.з} \left( \frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2. \quad (7.19)$$

Активная проводимость трансформатора учитывает потери на нагрев стали сердечника за счет вихревых токов, а индуктивная введена для учета потерь при перемагничивании магнитопровода трансформатора — потерь на гистерезис:

$$\underline{Y}_T = G_T - jB_T.$$

Потери в шунте трансформатора — потери в стали можно определить по выражению (7.12), которое с учетом активно-индуктивного характера шунта трансформатора имеет вид

$$\Delta \underline{S}_{\text{шт}} = U_{\text{В}}^2 \hat{Y}_{\text{T}} = U_{\text{В}}^2 (G_{\text{T}} + jB_{\text{T}}) = \Delta \underline{S}_{\text{СТ}} = \Delta P_{\text{СТ}} + j\Delta Q_{\text{СТ}}. \quad (7.20)$$

Условно-постоянные потери мощности в стали трансформатора можно найти на основе параметров опыта холостого хода трансформатора (гл. 4).

$$\Delta \underline{S}_{\text{СТ}} = \Delta \underline{S}_{\text{X.X}} \left( \frac{U_{\text{В}}}{U_{\text{В.Н}}} \right)^2. \quad (7.21)$$

В приближенных расчетах, когда неизвестны точные значения напряжений в узлах электрической сети, обычно предполагается, что напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора равно его номинальному значению, указанному в каталоге. При этом условно-постоянные потери мощности в стали трансформатора считаются равными потерям холостого хода:

$$\Delta \underline{S}_{\text{СТ}} \approx \Delta \underline{S}_{\text{X.X}}.$$

Для подстанции с  $n$  параллельными трансформаторами эквивалентные потери в стали трансформаторов

$$\Delta \underline{S}_{\text{СТ.Э}} = n \cdot \Delta \underline{S}_{\text{X.X}} = n \cdot (\Delta P_{\text{X.X}} + j\Delta Q_{\text{X.X}}), \quad (7.22)$$

$$\Delta P_{\text{СТ.Э}} = n \cdot \Delta P_{\text{X.X}},$$

$$\Delta Q_{\text{СТ.Э}} = n \cdot \Delta Q_{\text{X.X}}.$$

*Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах* [3, 6]. Схема замещения трехобмоточного трансформатора показана на рис. 7.6, на схеме показаны продольные активно-индуктивные сопротивления всех трех обмоток, приведенные к высшему номинальному напряжению трансформатора, и поперечная активно-индуктивная проводимость.

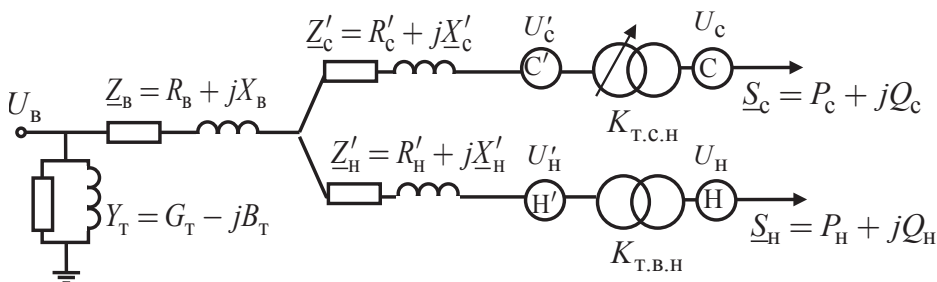


Рис. 7.6. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Продольные переменные потери мощности в трехобмоточных трансформаторах можно определить по формулам (7.2) через ток или по (7.6)—(7.12) по потокам мощности и напряжениям.

При оценке переменных активных потерь в меди трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов следует учитывать потери короткого замыкания и потоки мощности в каждой из обмоток и напряжения каждой из обмоток, приведенные к высшему номинальному напряжению трансформаторов:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{к.з,в}} \left( \frac{S_{\text{в}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \left( \frac{U_{\text{в.н}}}{U_{\text{в}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{к.з,с}} \left( \frac{S_{\text{с}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \left( \frac{U_{\text{в.н}}}{U_{\text{с'}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{к.з,н}} \left( \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \left( \frac{U_{\text{в.н}}}{U_{\text{н'}}} \right)^2.$$

В приближенных расчетах, когда неизвестны точные значения напряжений, приведенные среднее и низшее напряжения принимаются равными высшему номинальному. Тогда эквивалентные переменные продольные потери мощности в меди в  $n$  параллельных трехобмоточных трансформаторах или автотрансформаторах оцениваются приближенно, с учетом загрузки каждой из сторон, по параметрам опытов короткого замыкания,

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{к.з,в}} \left( \frac{S_{\text{в}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{к.з,с}} \left( \frac{S_{\text{с}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{к.з,н}} \left( \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (7.23)$$

где  $n$  — число трансформаторов;  $S_{\text{в}}$ ,  $S_{\text{с}}$ ,  $S_{\text{н}}$  — соответственно модули потоков мощности по обмоткам высшего, среднего и низшего напряжения;  $\Delta P_{\text{к.з,в}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.з,с}}$ ,  $\Delta P_{\text{к.з,н}}$  — потери короткого замыкания;  $S_{\text{ном}}$  — номинальная мощность трансформатора.

Условно-постоянные потери мощности в стали  $n$  параллельных трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов определяются аналогично одноименным потерям в двухобмоточных трансформаторах по выражению (7.22).

В электроэнергетических системах при расчете потерь электроэнергии возникает необходимость оценки активных потерь мощности в реакторах, синхронных компенсаторах, статических компенсирующих устройствах и другом оборудовании.

*Потери мощности в компенсирующих устройствах.* Потери мощности в шунтирующих реакторах [12]. Шунтирующие реакторы предназначены для потребления из сети реактивной мощности и обладают преимущественно реактивным сопротивлением. Потери активной



мощности в шунтирующих реакторах определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности  $\Delta P_p$ .

Потери мощности в статических компенсирующих устройствах [12]. Потери активной мощности  $\Delta P_{к.у\Sigma}$  в статических компенсирующих устройствах — батареях статических конденсаторов и статических тиристорных компенсаторах определяются по соотношению

$$\Delta P_{к.у\Sigma} = \Delta P_{к.у} \cdot S_{к.у}, \quad (7.24)$$

где  $\Delta P_{к.у}$  — удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными компенсирующего устройства;  $S_{к.у}$  — мощность компенсирующего устройства (для статических тиристорных компенсаторов принимается по емкостной составляющей).

При отсутствии паспортных данных оборудования значение  $\Delta P_{к.у}$  принимается равным: для БК — 0,003 кВт/квар, для СТК — 0,006 кВт/квар.

*Потери мощности в синхронных машинах.* Потери мощности в синхронных компенсаторах и генераторах [12]. Потери активной мощности  $\Delta P_{с.к}$  в синхронном компенсаторе или генераторе, переведенном в режим синхронного компенсатора, определяются по формуле

$$\Delta P_{с.к} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \cdot \Delta P_{ном}, \quad (7.25)$$

где  $\beta_Q^2$  — коэффициент максимальной нагрузки в базовом периоде;  $\Delta P_{ном}$  — потери мощности в режиме номинальной загрузки синхронного компенсатора в соответствии с паспортными данными.

*Потери мощности во вспомогательном оборудовании.* В вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, устройствах присоединения ВЧ-связи, измерительных трансформаторах напряжения, электрических счетчиках 0,22–0,66 кВ потери активной мощности принимаются в соответствии с данными заводов-изготовителей оборудования.

#### *Выводы.*

Потери мощности обусловлены действием законов электротехники — нагревом токоведущих частей при протекании нагрузочных токов, наличием вихревых токов, рассеянием магнитных потоков, явлением гистерезиса, токами смещения в конденсаторах и т. д.

Вид потерь мощности (активные, реактивные) зависит только от вида параметров сети и не зависит от характера тока.

## 8. Потери электроэнергии в электрических сетях

---

### 8.1. Структура потерь электроэнергии в электрических сетях

---

**А**нализ потерь электроэнергии в сети при ее передаче от источников к потребителям выполняется с различными целями при решении технических и экономических задач планирования развития и функционирования электроэнергетических систем [7]. Величины отпуска электроэнергии в сеть и потерь электроэнергии в электрических сетях взаимосвязаны и определяются уровнем технического развития и социальными условиями в стране в целом и в ее отдельных регионах. При анализе потерь электроэнергии в электрических сетях обычно ставится задача определения активных потерь, для компенсации которых необходимы затраты на дополнительное производство электроэнергии.

При анализе и нормировании потерь электроэнергии в электроэнергетических системах используется структура потерь, в которой потери делятся на составляющие по их физической природе и методам оценки.

Разность показаний приборов учета энергии позволяет оценить *фактические потери*:

$$\Delta W_{\text{факт}} = W_{\text{пр}} - W_{\text{отп}} - W_{\text{потр. с.н}}, \quad (8.1)$$

где  $\Delta W_{\text{факт}}$  — фактические потери электроэнергии,  $W_{\text{пр}}$  — производство электроэнергии,  $W_{\text{отп}}$  — отпуск электроэнергии в сеть,  $W_{\text{потр. с.н}}$  — потребление электроэнергии на собственные нужды энергосистем.

Фактические потери электроэнергии состоят из *технических*  $\Delta W_{\text{техн}}$  и коммерческих потерь  $\Delta W_{\text{ком}}$  электроэнергии. Кроме того, в фактических потерях присутствует составляющая  $\Delta W_{\text{погр}}$ , обусловленная погрешностями учета электроэнергии:

$$\Delta W_{\text{факт}} = \Delta W_{\text{техн}} + \Delta W_{\text{ком}} + \Delta W_{\text{погр}}, \quad (8.2)$$

Коммерческие потери электроэнергии обусловлены хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате электроэнергии бытовыми потребителями и недостатками в организации учета и контроля потребления электроэнергии.

Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями учета измерений можно оценить расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках измерительных трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и электросчетчиков всех приборов учета расхода электроэнергии.

Технические потери электроэнергии обусловлены физическими процессами передачи электроэнергии по электрической сети:

$$\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{перем}} + \Delta W_{\text{пост}}, \quad (8.3)$$

где  $\Delta W_{\text{перем}}$  — переменные или нагрузочные и  $\Delta W_{\text{пост}}$  — условно-постоянные потери электроэнергии.

*Переменные или нагрузочные потери* включают: потери в проводах линий передачи; силовых трансформаторах и автотрансформаторах; токоограничивающих реакторах; заградителях высокочастотной связи; измерительных трансформаторах; соединительных проводах и шинах распределительных устройств подстанций. Последние две составляющие в силу отсутствия практики их поэлементных расчетов и незначительной величины обычно определяются на основе удельных потерь, рассчитанных для средних условий, и включаются в состав условно-постоянных потерь.

*Постоянные потери* состоят из потерь холостого хода и климатических потерь электроэнергии.

*Потери холостого хода* включают постоянные, не зависящие от нагрузки потери: в силовых трансформаторах (автотрансформаторах); компенсирующих устройствах (синхронных и тиристорных компенсаторах, батареях конденсаторов и шунтирующих реакторах); оборудовании учета (трансформаторах тока и напряжения, счетчиках и соединительных проводах); вентильных разрядниках и ограничителях перенапряжения; устройствах присоединения высокочастотной связи; изоляции кабелей.

*Климатические потери* обусловлены погодными условиями и включают три составляющие: потери на корону в воздушных линиях электропередачи 110 кВ и выше; потери от токов утечки по изоляторам

воздушных линий электропередачи; расход электроэнергии на плавку гололеда.

Теоретически технические потери можно измерить приборами, фиксирующими отпуск и потребление электроэнергии, однако практически их значение с приемлемой точностью с помощью измерений оценить нельзя. Для отдельного элемента это объясняется соизмеримыми величинами потерь и погрешностей приборов учета.

Для объектов с большим количеством точек поступления и отпуска электроэнергии (электрическая сеть) установка приборов учета во всех точках и выполнение синхронных замеров практически невозможны (особенно для потерь мощности).

Таким образом, точно измерить технические потери на реальном сетевом объекте невозможно, технические потери можно получить только расчетным путем на основе законов электротехники с погрешностью используемой модели расчета.

## 8.2. Принципы расчета потерь электроэнергии в сетях

Принципы анализа и расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях можно продемонстрировать на примере их определения при передаче мощности  $\underline{S} = P + jQ$  в узел 2 по сети, схема замещения сети показана на (рис. 8.1).

При рассмотрении методов расчета технических потерь электроэнергии в электрических сетях отдельно вычисляются переменные или нагрузочные потери электроэнергии  $\Delta W_{\text{перем}}$ , зависящие от параметров установившихся режимов, и условно-постоянные потери электроэнергии  $\Delta W_{\text{пост}}$ , которые не зависят от параметров режима [5, 6, 12].

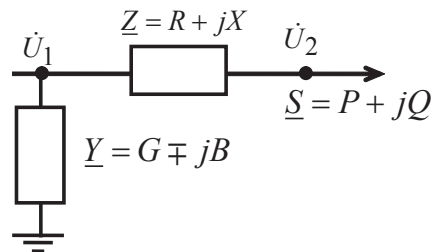


Рис. 8.1. Схема замещения сети

На рис. 8.2 приведены суточные графики модуля полной мощности нагрузки  $S(t)$ , переменных потерь активной мощности в продольном активном сопротивлении  $R$  и условно-постоянных потерь активной мощности в поперечном шунте  $G$ , построенные в относительных еди-

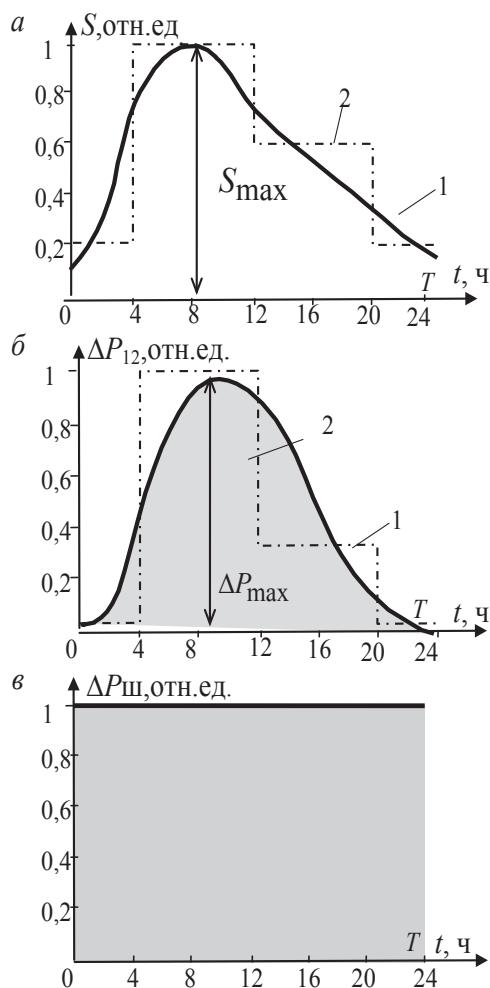


Рис. 8.2. Графики:

$a$  — нагрузки;  $б$  — потерь мощности на участке 1–2;  $в$  — потерь мощности в шунте

ницах (по отношению к их максимальным значениям за сутки).

Площадь под кривой (выделена заливкой на рис 8.2, б)  $\Delta P_{12}(t)$  представляет собой переменные потери электроэнергии  $\Delta W_{\text{перем}}$ , которые выделяются в продольном сопротивлении  $R$  за сутки или в общем случае за время  $T$ :

$$\Delta W_{\text{перем}} = \Delta W_R = \int_0^T \Delta P_{12}(t) dt. \quad (8.4)$$

Теоретически по соотношению (8.4) можно точно определить переменные потери электроэнергии, если точно известна закономерность изменения во времени переменных потерь мощности  $\Delta P_{12}(t)$ .

Переменные продольные потери активной мощности  $\Delta P_{12}(t)$  для каждого момента времени  $t$  определяется, как показано в параграфе 7.1, в зависимости от квадрата мощности нагрузки (потока через сопротивление  $R$ ):

$$\Delta P_{12}(t) = \frac{1}{U_2(t)^2} S^2(t) R, \quad (8.5)$$

тогда точное значение переменных потерь электроэнергии за время  $T$  можно вычислить по следующему соотношению:

$$\Delta W_{\text{перем}} = \int_0^T \frac{S(t)^2}{U_2(t)^2} R dt. \quad (8.6)$$

Однако для получения точного значения переменных потерь электроэнергии по выражению (8.6) необходимо знать аналитическую за-

висимость  $S(t)$  на всем временном интервале  $T$ , что практически невозможно.

Обычно на практике выполняется переход от непрерывного графика к ступенчатому с числом интервалов неизменности мощности нагрузки  $k$ . При этом переменные потери мощности можно найти с высокой точностью при расчете установившегося режима для каждого временного интервала  $k$  и на их основе определить потери электроэнергии в сопротивлении  $R$  за время  $T$  с точностью аппроксимации непрерывного графика по выражению

$$\Delta W_{\text{перем}} = \sum_{i=1}^k \Delta P_{12,i}(t) R \Delta t_i. \quad (8.7)$$

Условно-постоянные потери электроэнергии  $\Delta W_{\text{пост}}$  определить точно даже теоретически невозможно, поскольку величина условно-постоянных потерь мощности  $\Delta P_{\text{ш}\Sigma}$  не остается постоянной при изменении режима в сети, так как ток в активной проводимости меняется вместе с изменением напряжения в соответствующем узле схемы замещения.

Использование термина «условно-постоянные потери» оправдано тем, что величина постоянных потерь достаточно мала и ее уточнением, связанным с изменениями напряжения в узлах, обычно можно пренебречь. Поэтому потери в шунтах сети обычно считаются постоянными и вычисляются с использованием номинальных, согласованных или других неизменных напряжений в узлах сети. Зачастую потери в активных проводимостях поперечных ветвей схемы замещения сети определяются с использованием значений, приводимых в справочной литературе в форме констант.

На рис. 8.2, в приведен график условно-постоянных потерь мощности, площадь под кривой (выделена заливкой)  $\Delta P_{\text{ш}\Sigma}$  представляет собой условно-постоянные потери электроэнергии  $\Delta W_{\text{пост}}$ , которые выделяются в эквивалентной поперечной проводимости  $G$  за сутки или за время  $T$ :

$$\Delta W_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{ш}\Sigma} \cdot T. \quad (8.8)$$

Условно постоянные потери состоят из потерь холостого хода и климатических потерь электроэнергии. Структура потерь холостого хода и климатических потерь электроэнергии рассмотрена в параграфе 7.1.

При расчетах технических потерь электроэнергии в воздушных и кабельных линиях и трансформаторах число часов  $T$  принимается 24 часа для суток, 720 или 744 часов для месяца и 8760 часов для года. Число часов  $T$  при расчетах технических потерь электроэнергии в компенсирующих устройствах (синхронные компенсаторы, комплектные конденсаторные установки, шунтирующие реакторы) выбирается в зависимости от графика их работы.

### 8.3. Практические методы определения переменных потерь электроэнергии

Суммарные технические потери электроэнергии в сети (рис. 8.2) за время  $T$ , с учетом определения переменных продольных потерь по выражению (8.7) и поперечных условно-постоянных по (8.8), можно найти по соотношению

$$\Delta W_{\text{техн}} = \Delta W_{\text{перем}} + \Delta W_{\text{пост}} = \sum_{i=1}^k \frac{S_i^2}{U^2} R \cdot \Delta t_i + \Delta P_{\Sigma} \cdot T. \quad (8.9)$$

Выражение (8.9) можно использовать при наличии графиков нагрузок, однако определение потерь электроэнергии по графикам нагрузок не всегда удастся выполнить вследствие отсутствия таких графиков. Кроме того, определение потерь электроэнергии по графикам связано с необходимостью многократного расчета потерь мощности. Если не требуется высокая точность оценки потерь электроэнергии, то можно использовать более простые приближенные методы.

#### Метод числа часов максимальных потерь

При использовании этого метода требуется определение числа часов максимальных потерь  $\tau$ .

Для пояснения понятия числа часов максимальных потерь проведем анализ графика нагрузок (рис. 8.2, а) и графика потерь активной мощности (рис. 8.2, в). На рисунках обозначены максимальная нагрузка  $S_{\text{max}}$  ( $P_{\text{max}}$  при  $\cos \varphi = \text{const}$ ) и соответствующие ей максимальные потери  $\Delta P_{\text{max}}$ .

Число часов максимальных потерь соответствует времени, за которое при работе с максимальной нагрузкой потери в сопротивле-

нии  $R$  выделяются такие же, как и при работе с нагрузкой, меняющейся по графику за все время работы  $T$ ,

$$\Delta W_R = \sum_{i=1}^k \Delta P_i \Delta t_i = \Delta P_{\max} \tau.$$

По графику нагрузки, как показано выше (6.4), можно найти число часов максимальной мощности

$$T_{\max} = \frac{\sum_{i=1}^k P_i \Delta t_i}{P_{\max}}. \quad (8.10)$$

Число часов максимальных потерь определяется аналогично, но по графику потерь активной мощности

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta P_i \Delta t_i}{\Delta P_{\max}}. \quad (8.11)$$

Потери мощности  $\Delta P$  в сопротивлении  $R$  легко определить по значениям потока мощности и напряжению в конце участка (7.7), если учесть, что поток мощности в сопротивлении  $R$  определяется нагрузкой, найти потери мощности на каждом интервале неизменности нагрузки  $k$  через значение нагрузочной мощности и напряжение на ее шинах и подставить их в выражение (8.11), то

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta P_i \Delta t_i}{\Delta P_{\max}} = \frac{\sum_{i=1}^k (S_i^2 / U_i^2) R \Delta t_i}{(S_{\max}^2 / U_{\max}^2) R},$$

здесь  $U_{\max}$  — напряжение на шинах нагрузки в максимальном режиме.

Если теперь ввести допущение о неизменности в течение суток напряжения на шинах нагрузки, то можно получить выражение для определения числа часов максимальных потерь по графику нагрузки

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^k S_i^2 \Delta t_i}{S_{\max}^2}. \quad (8.12)$$

При неизменном составе нагрузок ( $\cos \varphi = \text{const}$ ) в течение рассматриваемого периода и с учетом  $P = S \cos \varphi$  можно преобразовать (8.12) к виду



$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^k P_i^2 \Delta t_i}{P_{\max}^2}. \quad (8.13)$$

В выражениях (8.12) и (8.13) мощности можно подставлять в именованных, относительных единицах или в процентах.

Таким образом,  $\tau$  можно определить при наличии графика нагрузки или графика потерь активной мощности. Это относится к определению числа часов максимальных потерь по графикам нагрузки любой продолжительности  $T$ , наиболее часто речь идет о сутках и годе  $T$ .

При определении значения числа часов максимальных потерь для года  $\tau_{\text{год}}$  в качестве годового графика нагрузки обычно используется годовой график по продолжительности (описан в разд. 6).

Следует отметить, что чем более сложная конфигурация электрической сети, в которой выполняется оценка потерь электроэнергии, тем значительнее отличие потоков мощности в сопротивлениях сети от графиков нагрузок и соответственно больше погрешности расчета числа часов максимальных потерь по графикам нагрузки.

При отсутствии графиков нагрузок обычно задаются годовые значения числа часов максимальных потерь  $\tau_{\text{год}}$  и годового число часов максимальной мощности  $T_{\max}^{\text{год}}$  для типовых графиков потребителей (освещение, промышленная нагрузка при одной, двух и трех сменах и т. д.).

Зная  $\tau_{\text{год}}$  и  $T_{\max}^{\text{год}}$ , можно определить потери энергии без использова-

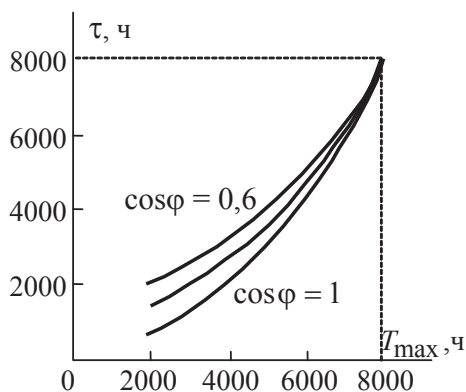


Рис. 8.3. Время максимальных потерь

ния графиков нагрузок. Более того, обычно при оценке потерь электроэнергии известно только число часов максимальной мощности  $T_{\max}^{\text{год}}$ , а значение  $\tau_{\text{год}}$  для года определяется либо по заранее рассчитанным кривым (рис. 8.3) при учете  $\cos \varphi$ , либо по эмпирической формуле для некоторого среднего  $\cos \varphi$ :

$$\tau_{\text{год}} = (0,124 + T_{\max}^{\text{год}} \cdot 10^{-4})^2 8760. \quad (8.14)$$

Разница между значениями  $\tau$ , определенными по кривым и вычисленными как указано выше, невелика, поэтому обычно пользуются формулой (8.14).

При оценке потерь электроэнергии в сети с несколькими ( $i = 1, 2, \dots, m$ ) узлами нагрузки, имеющими различные графики нагрузок, переменные потери электроэнергии определяются по средневзвешенному числу часов максимальных потерь:

$$\Delta W_{\text{перем}} = \tau_{\text{ср.вз}} \sum_{i=1}^m \Delta P_{\text{max } i}, \quad (8.15)$$

где  $\tau_{\text{ср.вз}}$  — средневзвешенное число часов максимальных потерь.

Средневзвешенное число часов максимальных потерь в сети квадратично зависит от максимальных нагрузок узлов:

$$\tau_{\text{ср.вз}} = \frac{\sum_{i=1}^m S_{\text{max } i}^2 \tau_i}{\sum_{i=1}^m S_{\text{max } i}^2}. \quad (8.16)$$

#### 8.4. Особенности расчета потерь энергии в элементах сетей

*Полные потери электроэнергии в линиях электропередачи* состоят из двух составляющих:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_R + \Delta W_{\text{ш}\Sigma}, \quad (8.17)$$

где  $\Delta W_R$  — переменные и  $\Delta W_{\text{ш}\Sigma}$  — условно-постоянные потери электроэнергии.

Переменные потери электроэнергии  $\Delta W_R$  зависят от тока (потока мощности и напряжения), протекающего по сопротивлению  $R$ , и выделяются в виде тепла в воздушных проводах или кабельных жилах линий электропередачи:

$$\Delta W_R = \sum_{i=1}^k \frac{S_i^2}{U_i^2} R \Delta t_i = \frac{S_{\text{max}}^2}{U^2} R \tau. \quad (8.18)$$

Условно-постоянные потери электроэнергии в шунтах линий электропередачи за рассматриваемый период  $T$ :

$$\Delta W_{\text{ш}\Sigma} = \Delta P_{\text{ш}\Sigma} T \quad (8.19)$$

обусловлены суммарными потерями активной мощности на корону ( $\Delta P_{\text{к.}\Sigma}$ ) и потерями от токов утечки по изоляторам ( $\Delta P_{\text{ут.}\Sigma}$ ) воздушных

линий электропередачи, а также суммарными потерями в изоляции ( $\Delta P_{\text{из.к.}\Sigma}$ ) кабельных линий:

$$\Delta P_{\text{ш}\Sigma} = \Delta P_{\text{к}\Sigma} + \Delta P_{\text{ут.}\Sigma} + \Delta P_{\text{из.к.}\Sigma}.$$

При расчете потерь электроэнергии в шунтах линии электропередачи, как указано в разд. 8.2, используется значение  $T$ , равное соответственно 24 часам для суток и 8760 часам для года.

Число часов максимальных потерь  $\tau$  для суток определяется по суточному графику, для года — по годовому графику по продолжительности, кривым (см. рис. 8.3) или по соотношению (8.14).

*Потери электроэнергии в трансформаторах* состоят из двух составляющих:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_R + \Delta W_{\text{ш}\Sigma},$$

где  $\Delta W_R$  — переменные и  $\Delta W_{\text{ш}\Sigma}$  — условно-постоянные потери электроэнергии.

Переменные потери электроэнергии  $\Delta W_R$  зависят от загрузки трансформатора (тока или потока мощности), выделяются в виде тепла в сопротивлениях  $R$  (в меди обмоток трансформатора) и определяются обычно с использованием параметров опыта короткого замыкания трансформатора.

Условно-постоянные потери электроэнергии обусловлены вихревыми токами в стали сердечника и за рассматриваемый период  $T$  обычно определяются по потерям в режиме холостого хода трансформатора.

Суммарные потери электроэнергии в  $n$  параллельно работающих двухобмоточных трансформаторах

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ш}\Sigma} + \Delta W_R = \Delta P_{\text{x.x}} T n + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{к.з}} \left( \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau. \quad (8.20)$$

При определении потерь электроэнергии  $\Delta W_{\Sigma}$  в трехобмоточных трансформаторах следует учитывать, что численные значения числа часов максимальных потерь  $\tau_i$  обычно неодинаковы для разных  $i$  обмоток. Это объясняется отличием конфигурации графиков нагрузок, включенных на различные обмотки.

При этом условии суммарные потери электроэнергии  $\Delta W_{\Sigma}$  в  $n$  параллельно-работающих трехобмоточных трансформаторах

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ш}\Sigma} + \Delta W_R = n \Delta P_{\text{x.x}} T + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^k \Delta P_{\text{к.з}_i} \left( \frac{S_i}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau_i. \quad (8.21)$$

## 9. Расчеты установившихся режимов разомкнутых сетей

---

Целью расчета установившегося режима электроэнергетической системы и отдельных ее районов является вычисление параметров этого режима и сопоставление их с допустимыми значениями. Области допустимых значений параметров установившегося режима определяются в соответствии с требованиями ГОСТ 32144–2013 на качество электроэнергии на шинах потребителей [2, 4, 5, 6]. При расчете установившегося режима определяются его параметры:

- векторы фазных токов во всех ветвях сети  $\underline{\dot{I}}$ ;
- векторы междуфазных (линейных) напряжений во всех узлах сети  $\underline{\dot{U}}$ ;
- трехфазные потоки мощностей  $\underline{S}_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$  во всех продольных ветвях сети ( $ij = 1, 2, \dots, n; j = i + 1$ );
- потери мощности во всех продольных элементах  $\Delta \underline{S}_{ij} = \Delta P_{ij} + j\Delta Q_{ij}$  и шунтах сети  $\Delta \underline{S}_{\text{ш}i} = \Delta P_{\text{ш}i} \pm j\Delta Q_{\text{ш}i}, i = 1, 2, \dots, n$ .

При этом выражение  $\underline{S} = P + jQ$  соответствует активно–индуктивному характеру полной мощности, а схема замещения сети представляется в однолинейном виде и характеризуется продольными фазными сопротивлениями каждого участка сети  $\underline{Z}_{ij} = R_{ij} + jX_{ij}$  и поперечными фазными проводимостями каждого узла  $\underline{Y}_i = G_i \pm jB_i$ .

Рассмотрение параметров установившегося режима удобнее начать с анализа векторных диаграмм токов и напряжений.

## 9.1. Векторные диаграммы токов и напряжений участка сети

В качестве примера построение векторной диаграммы участка сети выполнено для воздушной линии, представленной П-образной схемой замещения (рис. 9.1).

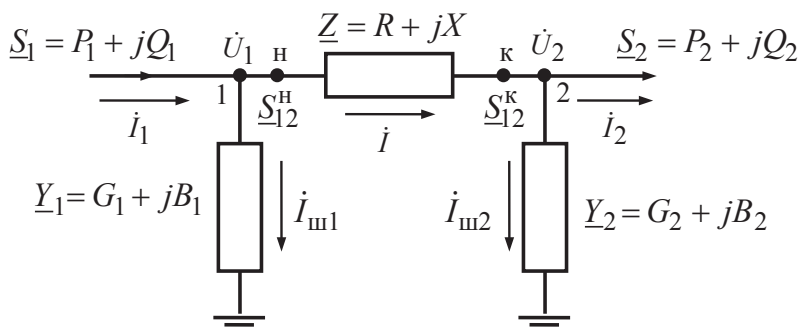


Рис. 9.1. Схема замещения участка сети

Начало и конец участка 1–2 на схеме обозначены точками «н» и «к» в соответствии с положительным направлением тока  $\dot{I}$  в сопротивлении  $\underline{Z}$ , линейные напряжения точек 1 и 2 соответственно  $\dot{U}_1$  и  $\dot{U}_2$ , фазные токи в шунтах  $\dot{I}_{ш1}$  и  $\dot{I}_{ш2}$ , фазный ток нагрузки  $\dot{I}_2$ .

Важным условием построения векторной диаграммы является предположение о характере нагрузки в узле 2 ( $\underline{S}_2$ ). Состав потребителей реальных узлов комплексных нагрузок в большинстве случаев может быть представлен активным  $R_n$  и индуктивным  $X_n$  сопротивлениями, т. е. носит активно–индуктивный характер, что соответствует выражению  $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ . Это означает, что ток нагрузки  $\dot{I}_2 = I_2 e^{-j\varphi_2}$  отстает от напряжения в узле  $\dot{U}_2$  на угол  $\varphi_2$ ,  $\varphi_2$  — угол между током и напряжением определяется соотношением между активным  $R_n$  и индуктивным  $X_n$  сопротивлениями нагрузки, следовательно, и между активной и индуктивной мощностями нагрузки  $P_2$  и  $Q_2$  (см. разд. 5).

На рис. 9.2 приведена векторная диаграмма напряжений и токов участка сети 1–2.



На рис. 9.2 ток  $\dot{I}$  замыкает сумму векторов  $\dot{I}_2$  и  $\dot{I}_{ш2}$ , носит активно-индуктивный характер  $\dot{I} = Ie^{-j\varphi}$  и отстает от напряжения  $\dot{U}_2$  на угол  $\varphi$ .

Напряжение в начале участка сети в узле 1 с учетом направления тока  $\dot{I}$  можно найти как напряжение в конце участка  $\dot{U}_2$  плюс вектор падения напряжения  $\Delta\dot{U}_{12}$  в сопротивлении  $\underline{Z}$ :

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta\dot{U}_{12} = \dot{U}_2 + \sqrt{3}\dot{I}\underline{Z} = \dot{U}_2 + \sqrt{3}\dot{I}R + j\sqrt{3}\dot{I}X. \quad (9.3)$$

Учтем разложение вектора тока  $\dot{I}$  на активную  $I_a$  и реактивную  $I_p$  составляющие в виде  $\dot{I} = I_a - jI_p$ , где  $I_a = I \cos \varphi$ ,  $I_p = I \sin \varphi$ . С учетом того, что напряжение  $\dot{U}_2 = U_2 e^{j0^\circ}$  и его вектор можно заменить модулем  $U_2$ , выражение для напряжения в начале участка сети в узле 1 имеет вид

$$\dot{U}_1 = U_2 + \sqrt{3}(I_a - jI_p)(R + jX) = U_2 + \sqrt{3}(I_a R + I_p X) + j\sqrt{3}(I_a X - I_p R). \quad (9.4)$$

Как видно из выражения (9.4), составляющая  $\sqrt{3}(I_a R + I_p X)$  совпадает по направлению с модулем, а следовательно, и с вектором  $\dot{U}_2$ , составляющая  $\sqrt{3}(I_a X - I_p R)$  направлена под углом  $90^\circ$  к модулю и вектору  $\dot{U}_2$ .

На рис. 9.2 показано получение напряжения в узле 1 как суммы напряжения в узле 2  $\dot{U}_2$  и вектора падения напряжения  $\Delta\dot{U}_{12}$ . Вектор падения напряжения можно выразить через его проекции на направление вектора  $\dot{U}_2$ :

$$\Delta\dot{U}_{12} = \Delta U_{12}^\kappa + j\delta U_{12}^\kappa. \quad (9.5)$$

Составляющая  $\Delta U_{12}^\kappa$  вектора падения напряжения  $\Delta\dot{U}_{12}$  направлена вдоль известного вектора  $\dot{U}_2$  и названа *продольной составляющей вектора падения напряжения*, проекция  $\delta U_{12}^\kappa$  направлена поперек вектора  $\dot{U}_2$  и названа *поперечной составляющей вектора падения напряжения*.

Из сопоставления выражений (9.3)—(9.5) можно получить выражения для проекций вектора падения напряжения  $\Delta\dot{U}_{12}$ :

$$\begin{aligned} \Delta U_{12}^\kappa &= \sqrt{3}(I_a R + I_p X); \\ \delta U_{12}^\kappa &= \sqrt{3}(I_a X - I_p R). \end{aligned} \quad (9.6)$$

На рис. 9.2 продольная составляющая  $\Delta U_{12}^k$  изображается отрезком  $AB$ , а поперечная  $\delta U_{12}^k$  — отрезком  $BC$ .

Если теперь вместо вектора падения напряжения  $\Delta \dot{U}_{12}$  подставить в (9.3) его проекции и учесть, что  $\dot{U}_2 = U_2 \underline{0^\circ}$ , то вектор напряжения в узле 1 будет иметь вид

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U}_{12} = U_2 + (\Delta U_{12}^k + j\delta U_{12}^k) = (U_2 + \Delta U_{12}^k) + j\delta U_{12}^k = U_1 e^{j\delta_{12}}, \quad (9.7)$$

где  $\delta_{12}$  — угол вектора  $\dot{U}_1$  по отношению к известному вектору  $\dot{U}_2 = U_2 \underline{0^\circ}$ .

Модуль вектора  $U_1$  напряжения  $\dot{U}_1$  и угол  $\delta_{12}$ , на который напряжение начала передачи опережает напряжение в конце, определяются из прямоугольного треугольника  $OBC$  по соотношениям

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12}^k)^2 + (\delta U_{12}^k)^2}; \quad (9.8)$$

$$\delta_{12} = \arctg \frac{\delta U_{12}^k}{U_2 + \Delta U_{12}^k}; \quad (9.9)$$

$$\dot{U}_1 = U_1 e^{j\delta_{12}} = U_1 \underline{\delta_{12}^\circ}.$$

Чтобы закончить построение векторной диаграммы, надо получить вектор тока  $\dot{I}_{ш1}$ , шунта  $\underline{Y}_1$ . Ток строится по отношению к вектору напряжения  $\dot{U}_1$  и опережает его на угол  $\alpha_1 = \alpha_2$ , углы токов шунтов по отношению к напряжениям соответствующих узлов одинаковы вследствие равенства  $\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2$ .

Следует иметь в виду, что абсолютные углы токов шунтов узлов 1 и 2 различны, абсолютный угол тока шунта узла 2 ( $\varphi_{ш2} = \alpha_2$ ) и ток  $I_{ш2} e^{j\alpha_2}$  поскольку  $\dot{U}_2 = U_2 e^{j0^\circ} = U_2 \underline{0^\circ}$ , абсолютный угол тока шунта узла 1 ( $\varphi_{ш1} = \alpha_1 + \delta_{12}$ ) и ток шунта узла 1 соответственно  $\dot{I}_{ш1} = I_{ш1} e^{j(\alpha_2 + \delta_{12})}$  ибо  $\dot{U}_1 = U_1 e^{j\delta_{12}} = U_1 \underline{\delta_{12}^\circ}$ .

Ток в начале участка равен  $\dot{I}_1 = \dot{I} + \dot{I}_{ш1}$  и отстает от вектора  $\dot{U}_1$  на угол  $\varphi_1$ .

При расчетах установившихся режимов электрической сети нагрузки обычно заданы в виде мощности  $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ , поэтому следует получить выражения для продольной и поперечной составляющих падения напряжения через мощности.



Активные и реактивные потоки мощности в начале и в конце участка легко определяются через составляющие тока на участке сети 1–2 и напряжения соответственно в начале и в конце участка:

$$\begin{aligned} P_{12}^H &= \sqrt{3} I_a U_1; \quad Q_{12}^H = \sqrt{3} I_p U_1; \\ P_{12}^K &= \sqrt{3} I_a U_2; \quad Q_{12}^K = \sqrt{3} I_p U_2. \end{aligned} \quad (9.10)$$

Если теперь из (9.10) выразить составляющие тока на участке сети 1–2 и подставить их в (9.6), то можно получить выражения для продольной и поперечной составляющих вектора падения напряжения  $\Delta \dot{U}_{12}$  по параметрам конца участка. Выражения для продольной и поперечной составляющих вектора падения напряжения  $\Delta \dot{U}_{12}$  через мощности и напряжение конца участка:

$$\begin{aligned} \Delta U_{12}^K &= \frac{P_{12}^K R + Q_{12}^K X}{U_2}; \\ \delta U_{12}^K &= \frac{P_{12}^K X - Q_{12}^K R}{U_2}. \end{aligned} \quad (9.11)$$

Векторные диаграммы позволяют анализировать различные режимы работы линий электропередачи. В частности, из векторной диаграммы хорошо видно, что при активно-емкостном характере мощности нагрузки напряжение в конце участка может оказаться выше, чем в начале (рис. 9.3).

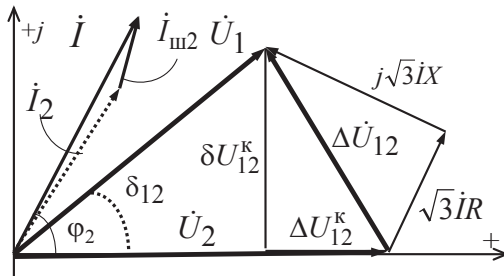


Рис. 9.3. Векторная диаграмма напряжений и токов при емкостном характере нагрузки

Особый интерес представляет случай работы ЛЭП на холостом ходу. При этом  $\dot{I}_2 = 0$  и падение напряжения в ЛЭП определяется исключительно током шунта, причем этот ток носит практически емкостный характер  $\dot{I}_{ш2} \approx j\dot{I}_{p2}$  и называется зарядным током линии  $\dot{I}_{ш2}$ . При этом напряжение в конце электропередачи всегда выше, чем в начале (рис. 9.4), может достигать недопустимых значений и его требуется регулировать.

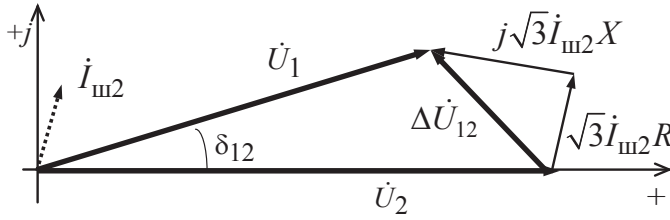


Рис. 9.4. Векторная диаграмма напряжений ЛЭП на холостом ходу

Соответствующие формулы связи между напряжениями начала и конца следующие:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \sqrt{3}\dot{I}_{\text{ш}2}R + j\sqrt{3}\dot{I}_{\text{ш}2}X; \quad (9.12)$$

если

$$\dot{I}_{\text{ш}2} = jI_{\text{p}2} \text{ и } \dot{U}_2 = U_2 \angle 0^\circ,$$

то

$$\dot{U}_1 = U_2 - \sqrt{3}I_{\text{p}2}X + j\sqrt{3}I_{\text{p}2}R; \quad (9.13)$$

$$\dot{U}_1 = U_2 - \frac{Q_{\text{ш}2}X}{U_2} + j\frac{Q_{\text{ш}2}R}{U_2}, \quad (9.14)$$

где  $Q_{\text{ш}2} = U_2^2 \frac{B}{2} = \sqrt{3}I_{\text{p}2}U_2$  — зарядная мощность в конце линии.

При анализе режимов работы сети используются два понятия: падение напряжения и потеря напряжения. Падение напряжения  $\Delta \dot{U}_{12}$  — это векторная разность напряжений по концам участка сети  $\dot{U}_1 - \dot{U}_2$  (на векторной диаграмме рис. 9.2 изображается отрезком  $AC$ ), а потеря напряжения — это разность модулей напряжений по концам участка  $U_1 - U_2$  (отрезок  $AB$  на рис. 9.2).

Векторные диаграммы напряжений и токов участка сети могут быть построены и по известным параметрам начала передачи (рис. 9.5), т. е. при совмещении с вещественной осью известного напряжения  $\dot{U}_1$  в точке 1.

Взаимное расположение векторов при построении векторных диаграмм напряжений и токов по известным параметрам начала передачи не изменяется по сравнению с показанным на рис. 9.2, новый порядок построения векторов —  $(\dot{U}_1, \dot{I}_1, \dot{I}_{\text{ш}1}, \dot{I}, \Delta \dot{U}_{12}^{\text{H}}, \delta \dot{U}_{12}^{\text{H}}, \dot{U}_2, \dot{I}_{\text{ш}2}, \dot{I}_2)$ .

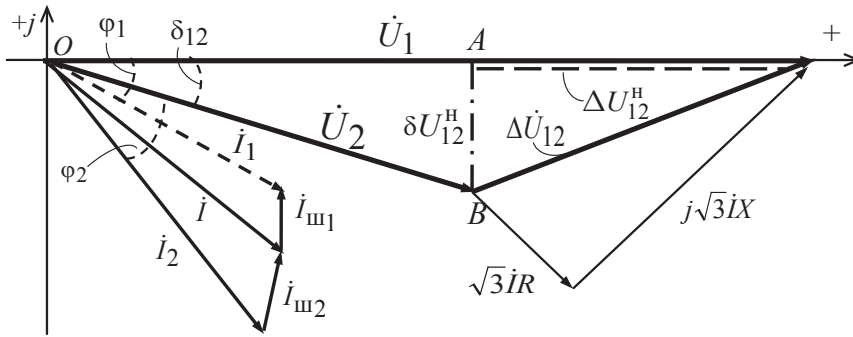


Рис. 9.5. Векторная диаграмма токов и напряжений участка сети по данным начала передачи

Модуль вектора напряжения  $U_2$  и угол  $\delta_{12}$ , на который напряжение конца участка сети  $\dot{U}_2$  отстает от напряжения его начала  $\dot{U}_1$ , определяются из треугольника  $OAB$  по соотношениям

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^H)^2 + (\delta U_{12}^H)^2}; \quad (9.15)$$

$$\delta_{12} = \arctg \frac{-\delta U_{12}^H}{U_1 - \Delta U_{12}^H}; \quad (9.16)$$

$$\dot{U}_2 = U_2 e^{-j\delta_{12}^\circ} = U_2 \angle -\delta_{12}^\circ.$$

Выполнив разложение вектора падения напряжения на направление известного напряжения  $\dot{U}_1$ , нетрудно получить выражения для продольной  $\Delta U_{12}^H$  и поперечной  $\delta U_{12}^H$  составляющих вектора падения напряжения по данным начала участка. Выражения для  $\Delta U_{12}^H$  и  $\delta U_{12}^H$  через токи будут иметь такой же вид, что показан ранее в (9.6):

$$\Delta U_{12}^H = \sqrt{3}(I_a R + I_p X);$$

$$\delta U_{12}^H = \sqrt{3}(I_a X - I_p R).$$

Следует обратить внимание на то, что ввиду изменения системы отсчета значения величин  $I_a$  и  $I_p$  изменятся.

Выражения для продольной и поперечной составляющих вектора падения напряжения  $\Delta \dot{U}_{12}$  через мощности и напряжение начала участка имеют вид

$$\begin{aligned}\Delta U_{12}^H &= \frac{P_{12}^H R + Q_{12}^H X}{U_1}; \\ \delta U_{12}^H &= \frac{P_{12}^H X - Q_{12}^H R}{U_1}.\end{aligned}\quad (9.17)$$

## 9.2. Векторные диаграммы напряжений и токов разветвленной сети

Векторные диаграммы токов и напряжений разветвленной сети можно рассмотреть на примере радиальной сети с двумя узлами нагрузки (рис. 9.6).

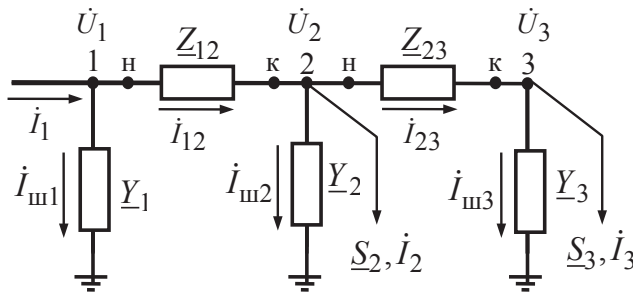


Рис. 9.6. Схема замещения разветвленной сети

Построение векторной диаграммы, как и в предыдущем случае (в параграфе 9.1), начинается с конца передачи (точка 3), т. е. при построении векторных диаграмм предполагается, что напряжение узла 3 задано и совпадает с вещественной осью  $\dot{U}_3 = U_3 e^{j0}$  (рис. 9.7).

Ток нагрузки узла 3 определяется через мощность и напряжение в узле 3,  $\dot{I}_3 = \dot{S}_3^* / \sqrt{3} \dot{U}_3$ . Ток  $\dot{I}_3$  имеет активно-индуктивный характер и отстает от напряжения  $\dot{U}_3$  на угол  $\varphi_3$ . Шунт узла 3 имеет активно-емкостный характер,  $\underline{Y}_3 = \frac{G_{23}}{2} + j \frac{B_{23}}{2}$ , ток шунта можно найти по соотношению  $\dot{I}_{ш3} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_3 \underline{Y}_3$ ,

$$\dot{I}_{ш3} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_3 \underline{Y}_3 = \frac{\dot{U}_3 G_{23}}{2\sqrt{3}} + j \frac{\dot{U}_3 B_{23}}{2\sqrt{3}}.$$

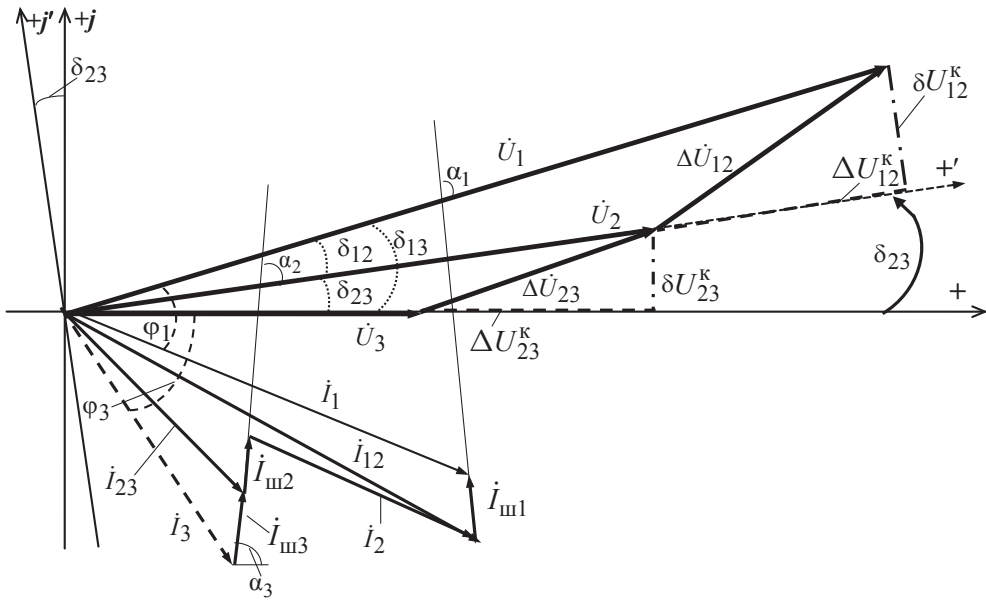


Рис. 9.7. Векторная диаграмма токов и напряжений разветвленной сети

Ток шунта  $\dot{I}_{\text{ш3}} = I_{\text{ш3}} e^{j\pm 3}$  опережает напряжение  $\dot{U}_3$  на угол  $\alpha_3$ , абсолютный угол  $\varphi_{\text{ш3}} = \alpha_3$  тока  $\dot{I}_{\text{ш3}}$ , поскольку  $\dot{U}_3 = U_3 e^{j0^\circ} = U_3 \angle 0^\circ$ .

Далее по первому закону Кирхгофа можно найти ток на участке 2–3.  $\dot{I}_{23} = \dot{I}_3 + \dot{I}_{ш3}$ , вектор падения напряжения на этом участке  $\Delta \dot{U}_{23}$ , который можно найти по параметрам конца участка 2–3 и представить в виде продольной и поперечной проекций на направление известного вектора  $\dot{U}_3$ :

$$\Delta \dot{U}_{23} = \sqrt{3} \dot{I}_{23} Z_{23};$$

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_3 + \Delta \dot{U}_{23};$$

$$\Delta \dot{U}_{23} = \Delta U_{23}^K + j\delta U_{23}^K.$$

Затем можно найти модуль и угол напряжения  $\dot{U}_2$  в узле 2:

$$U_2 = \sqrt{(U_3 + \Delta U_{23}^K)^2 + (\delta U_{23}^K)^2};$$

$$\delta_{23} = \text{arctg} \frac{\delta U_{23}^K}{U_3 + \Delta U_{23}^K};$$

$$\dot{U}_2 = U_2 e^{j\delta_{23}} = U_2 |\delta_{23}^\circ|,$$

здесь  $\delta_{23}$  — угол напряжения  $\dot{U}_2$  по отношению к напряжению  $\dot{U}_3$ .

Затем для удобства выполним поворот оси координат на угол  $\delta_{23}$ , тогда новая ось (+') совпадает с вектором  $\dot{U}_2$  и дальнейшее построение векторной диаграммы будем производить в новых осях (+', +j').

Шунт узла 2  $\dot{I}_{ш2}$  имеет активно-емкостный характер,  $\underline{Y}_2 = \frac{G_{12} + G_{23}}{2} + j \frac{B_{12} + B_{23}}{2}$ , ток шунта можно найти по соотношению

$$\dot{I}_{ш2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_2 \underline{Y}_2 = \frac{\dot{U}_3 (G_{12} + G_{23})}{2\sqrt{3}} + j \frac{\dot{U}_3 (B_{12} + B_{23})}{2\sqrt{3}}.$$

Ток на участке 1–2 можно определить по первому закону Кирхгофа,  $\dot{I}_{12} = \dot{I}_{23} + \dot{I}_{ш2} + \dot{I}_2$ , вектор падения напряжения на участке  $\Delta \dot{U}_{12}$ , представляется в виде продольной и поперечной проекций на направление найденного вектора  $\dot{U}_2$ , который совпадает с новой осью (+'):

$$\Delta \dot{U}_{12} = \sqrt{3} \dot{I}_{12} Z_{12};$$

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U}_{12};$$

$$\Delta \dot{U}_{12} = \Delta U_{12}^\kappa + j \delta U_{12}^\kappa.$$

Затем можно найти модуль и угол напряжения  $\dot{U}_1$  в узле 1:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12}^\kappa)^2 + (\delta U_{12}^\kappa)^2};$$

$$\delta_{12} = \arctg \frac{\delta U_{12}^\kappa}{U_2 + \Delta U_{12}^\kappa},$$

здесь  $\delta_{12}$  — угол напряжения  $\dot{U}_1$  по отношению к напряжению  $\dot{U}_2$  и напряжение узла 1 с углом относительно напряжения узла 2 имеет вид  $\dot{U}_1 = U_1 e^{j\delta_{12}}$ .

Для оценки параметров установившегося режима сети требуется иметь значения векторов напряжений всех узлов с абсолютными углами по отношению к заданному напряжению. Абсолютный угол напряжения  $\dot{U}_1$  равен  $\delta_{13} = \delta_{12} + \delta_{23}$  и вектор напряжения узла 1 с учетом абсолютного угла напряжения  $\dot{U}_2 = U_2 e^{j\delta_{23}}$ , в исходных осях комплексной плоскости имеет вид

$$\dot{U}_1 = U_1 e^{j(\delta_{12} + \delta_{23})} = U_1 e^{j\delta_{13}} = U_1 \angle \delta_{13}^\circ. \quad (9.18)$$

Ток в начале передачи равен  $\dot{I}_1 = \dot{I}_{12} + \dot{I}_{ш1}$  и строится с учетом того, что

$$\dot{I}_{ш1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_1 Y_1 = \frac{\dot{U}_1 G_{12}}{2\sqrt{3}} + j \frac{\dot{U}_1 B_{12}}{2\sqrt{3}}.$$

Совершенно аналогично можно построить векторные диаграммы для сети любой конфигурации при учете токораспределения в ветвях схемы.

### 9.3. Алгоритмы расчета установившихся режимов разомкнутой электрической сети

Как уже упоминалось выше, целью расчета установившегося режима является определение мощностей и токов во всех ветвях сети, напряжений во всех узлах и потерь мощности в продольных и поперечных ветвях электрической схемы [3, 5, 6].

Алгоритм расчета установившегося режима разомкнутой сети зависит от того, какие параметры режима заданы в качестве исходных данных и какие следует определить в процессе расчета режима.

Возможны три варианта расчета установившегося сети.

1. Расчет установившегося режима по параметрам конца передачи.
2. Расчет режима по параметрам начала передачи.
3. Расчет режима по заданным значениям нагрузок и напряжению балансирующего узла.

Наиболее часто в практических расчетах установившихся режимов встречается третий случай, то есть в качестве исходных данных используются известные напряжение питающего (обычно базисного) и мощности нагрузок. Расчет при этом сводится к итерационному процессу с последовательным уточнением параметров режима и может быть выполнен с любой требуемой точностью.

При других вариантах (1 и 2) задания исходных данных расчет установившегося режима более прост и может быть выполнен точно без использования итерационного процесса.

### 9.3.1. Расчет установившегося режима по параметрам конца передачи

Схема замещения сети, состоящая из заданных продольных сопротивления  $Z$  и шунтов  $\underline{Y}_1$  и  $\underline{Y}_2$ , показана на рис. 9.8.

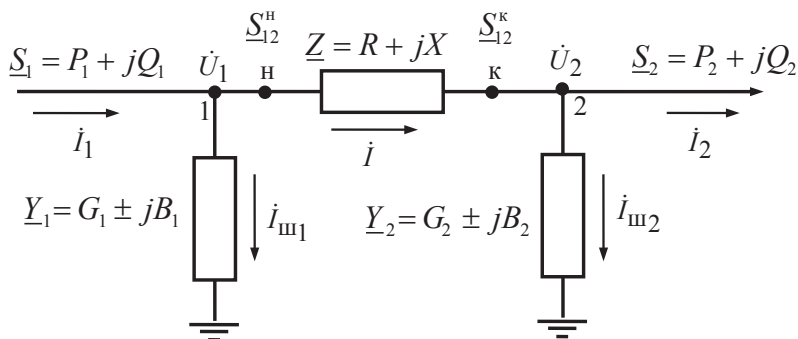


Рис. 9.8. Схема замещения сети

Расчет проводится при следующих условиях:

- заданы мощность нагрузки активно-индуктивного характера  $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$  и напряжение  $\underline{U}_2 = U_2 e^{j0}$ ;
- определить параметры установившегося режима ( $\dot{I}_2, \dot{I}_{m2}, \dot{I}, \Delta S_{m2}, S_{12}^K, \Delta S_{12}, S_{12}^H, \Delta \dot{U}_{12}, \dot{U}_1, \Delta S_{m1}, \dot{I}_{m1}, \dot{I}_1$ ).

## Алгоритм расчета

Анализ заданных параметров установившегося режима показывает, что известны поток мощности и напряжение в одной и той же точке 2 (на шинах нагрузки), поэтому можно абсолютно точно определить ток нагрузки.

- ## 1. Определение тока нагрузки

$$\dot{I}_2 = \frac{S_2^*}{\sqrt{3} U_2^*}.$$

- ## 2. Определение тока шунта $\underline{Y}_2 = G_2 \pm jB_2$ узла 2 и потерь мощности

B HeM:

$$I_{\text{ш2}} = \frac{\dot{U}_2 Y_2}{\sqrt{3}};$$



$$\Delta \underline{S}_{\text{ш}2} = \sqrt{3} \dot{U}_2^* \dot{I}_{\text{ш}2} = U_2^2 \hat{Y}_2 = U_2^2 (G_2 \mp jB_2) = \Delta P_{\text{ш}2} \mp j \Delta Q_{\text{ш}2}.$$

В приведенном выше выражении знак (+) перед  $\Delta Q_{\text{ш}2}$  соответствует активно-индуктивному шунту трансформатора ( $\underline{Y}_2 = G_2 - jB_2$ ), знак (–) перед  $\Delta Q_{\text{ш}2}$  соответствует активно-емкостному шунту линии электропередачи ( $\underline{Y}_2 = G_2 + jB_2$ ) с учетом потерь активной мощности на корону и за счет утечки тока по изоляторам воздушных линий или с учетом потерь в изоляции кабельных линий.

3. Ток в продольной ветви определяется по первому закону Кирхгофа для узла 2:

$$\dot{I} = \dot{I}_2 + \dot{I}_{\text{ш}2}.$$

4. Поток мощности в конце участка 1–2 определяется по первому закону Кирхгофа для мощностей или по току на участке 1–2 и напряжению узла 2:

$$\underline{S}_{12}^{\kappa} = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{\text{ш}2};$$

$$\underline{S}_{12}^{\kappa} = \sqrt{3} \dot{U}_2^* \dot{I}.$$

5. Потери мощности в продольном сопротивлении  $\underline{Z}$  определяются через известные ток  $\dot{I}$  или мощность  $\underline{S}_{12}^{\kappa}$  и напряжение  $\dot{U}_2$  конце участка 1–2:

$$\Delta \underline{S}_{12} = 3 I^2 \underline{Z} = 3 I^2 (R + jX) = \Delta P_{12} + j \Delta Q_{12};$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \left( \frac{\underline{S}_{12}^{\kappa}}{U_2} \right)^2 \underline{Z} = \frac{(P_{12}^{\kappa})^2 + (Q_{12}^{\kappa})^2}{U_2^2} (R + jX) = \Delta P_{12} + j \Delta Q_{12}.$$

Таким образом,

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}^{\kappa})^2 + (Q_{12}^{\kappa})^2}{U_2^2} R;$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}^{\kappa})^2 + (Q_{12}^{\kappa})^2}{U_2^2} X.$$

Следует еще раз обратить внимание на то, что при определении потерь используются поток мощности и напряжение в одной и той же точке сети.

6. Определение потока мощности в начале участка 1–2:

$$\underline{S}_{12}^{\text{н}} = \underline{S}_{12}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{12}.$$

7. Напряжение  $\dot{U}_1$  узла 1 определяется в соответствии с положительным направлением тока от узла 1 к узлу 2, поэтому

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U}_{12},$$

или с учетом того, что падение напряжения спроектировано на направление известного напряжения в узле 2,  $\Delta \dot{U}_{12} = \Delta U_{12}^{\kappa} + j\delta U_{12}^{\kappa}$  и  $\dot{U}_2 = U_2 e^{j0^\circ} = U_2 \underline{0^\circ}$ , поэтому

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta U_{12}^{\kappa} + j\delta U_{12}^{\kappa}.$$

8. Проекции вектора падения напряжения на участке 1–2 определяются по потоку мощности и напряжению в одной и той же точке 2:

$$\Delta \dot{U}_{12} = \Delta U_{12}^{\kappa} + j\delta U_{12}^{\kappa} = \frac{P_{12}^{\kappa} R + Q_{12}^{\kappa} X}{U_2} + j \frac{P_{12}^{\kappa} X - Q_{12}^{\kappa} R}{U_2}.$$

9. Модуль  $U_1$  и угол  $\delta_{12}$  вектора напряжения в узле 1  $\dot{U}_1$  по отношению к вектору  $U_2$ , совпадающему с вещественной осью, можно определить в соответствии с векторной диаграммой напряжений, показанной на рис. 9.2.

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12}^{\kappa})^2 + (\delta U_{12}^{\kappa})^2}.$$

$$\delta_{12} = \arctg \frac{\delta U_{12}^{\kappa}}{U_2 + \Delta U_{12}^{\kappa}}.$$

Вектор  $\dot{U}_1$  опережает вектор  $\dot{U}_2$  на угол  $\delta_{12}$  и имеет значение

$$\dot{U}_1 = U_1 e^{j\delta_{12}} = U_1 \underline{\delta_{12}}.$$

Угол  $\delta_{12}$  является абсолютным углом вектора  $\dot{U}_1$  в исходной системе координат, так как  $\dot{U}_2 = U_2 e^{j0^\circ} = U_2 \underline{0^\circ}$ .

10. По вычисленному напряжению  $\dot{U}_1$  можно определить ток шунта  $\dot{I}_{ш1}$  и потери мощности в шунте  $\underline{Y}_1 = G_1 \pm jB_1$ :

$$\dot{I}_{ш1} = \frac{\dot{U}_1 \underline{Y}_1}{\sqrt{3}};$$

$$\Delta \underline{S}_{ш1} = \sqrt{3} \dot{U}_1^* \dot{I}_{ш1} = U_1^2 \hat{Y}_1 = U_1^2 (G_1 \mp jB_1) = \Delta P_{ш1} \mp j\Delta Q_{ш1}.$$

## 11. Поток мощности и ток в начале передачи:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12}^H + \Delta \underline{S}_{ш1};$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I} + \dot{I}_{ш1}.$$

12. Потери мощности в элементах электрической сети определены в процессе расчета режима, суммарные потери в сети состоят из потерь мощности в продольном сопротивлении  $\Delta \underline{S}_{\text{прод}} = \Delta \underline{S}_{12}$  и поперечных потерь мощности в шунтах  $\Delta \underline{S}_{\text{шл}} = \Delta \underline{S}_{ш1} + \Delta \underline{S}_{ш2}$ .

Таким образом, выполнен полный электрический расчет установившегося режима сети по параметрам конца передачи. Теоретически расчет выполнен абсолютно точно, практически точность определяется точностью задания исходной информации и точностью вычислений. Векторная диаграмма напряжений и токов передачи соответствует рис. 9.2.

**9.3.2. Расчет установившегося режима по параметрам начала передачи**

При расчете установившегося режима по параметрам начала передачи используется схема замещения сети, показанная на рис. 9.8. Расчет проводится при следующих условиях:

- заданы мощность, поступающая в сеть, активно-индуктивного характера  $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$  и напряжение базисного узла  $\dot{U}_1 = U_1 e^{j0}$ ;
- определить параметры установившегося режима  $(\dot{I}_{ш1}, \Delta \underline{S}_{ш1}, \underline{S}_{12}^H, \dot{I}, \Delta \underline{S}_{12}, \underline{S}_{12}^K, \Delta \dot{U}_{12}, \dot{U}_2, \dot{I}_{ш2}, \Delta \underline{S}_{ш2}, \dot{I}_2, \underline{S}_2)$ .

**Алгоритм расчета**

Анализ заданных параметров установившегося режима показывает, что известны поток мощности и напряжение в одной и той же точке 1.

$$1. \text{ Ток в начале передачи } \dot{I}_1 = \frac{\dot{S}_1^*}{\sqrt{3} \dot{U}_1}.$$

2. Определение тока шунта  $\underline{Y}_1 = G_1 \pm jB_1$  узла 1 и потерь мощности в нем:

$$\dot{I}_{ш1} = \frac{\dot{U}_1 \underline{Y}_1}{\sqrt{3}}; \quad \Delta \underline{S}_{ш1} = \sqrt{3} \dot{U}_1^* \dot{I}_{ш1} = U_1^2 \hat{Y}_1 = U_1^2 (G_1 \mp jB_1) = \Delta P_{ш1} \mp j \Delta Q_{ш1}.$$

3. Ток на участке 1–2 определяется по первому закону Кирхгофа для узла 1:

$$\dot{I} = \dot{I}_1 - \dot{I}_{ш1}.$$

4. Поток мощности в начале участка 1–2 находится по первому закону Кирхгофа для мощностей или по току на участке 1–2 и напряжению узла 1:

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_1 - \Delta \underline{S}_{ш1};$$

$$\underline{S}_{12}^H = \sqrt{3} \dot{U}_1 \dot{I}^*.$$

5. Потери мощности в сопротивлении  $Z$  определяются по известным току  $\dot{I}$  или мощности  $\underline{S}_{12}^H$  и напряжению  $\dot{U}_1$  в начале участка 1–2:

$$\Delta \underline{S}_{12} = 3 I^2 Z = 3 I^2 (R + jX) = \Delta P_{12} + j \Delta Q_{12};$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \left( \frac{\underline{S}_{12}^H}{U_1} \right)^2 Z = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_1^2} (R + jX) = \Delta P_{12} + j \Delta Q_{12};$$

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_1^2} R; \quad \Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_1^2} X.$$

6. Поток мощности в конце участка  $\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12}^H - \Delta \underline{S}_{12}$ .

7. Напряжение в узле 2:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12} = U_1 - \Delta U_{12}^H - j \delta U_{12}^H;$$

$$\Delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H R + Q_{12}^H X}{U_1}; \quad \delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H X - Q_{12}^H R}{U_1}.$$

8. Модуль и угол напряжения в узле 2 определяются по параметрам начала в соответствии с векторной диаграммой, приведенной на рис. 9.5:

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^H)^2 + (\delta U_{12}^H)^2};$$

$$\delta_{12} = \arctg \frac{-\delta U_{12}^H}{U_1 - \Delta U_{12}^H},$$

тогда  $\dot{U}_2 = U_2 e^{j\delta_{21}}$ , т. е.  $\dot{U}_2$  отстает от  $\dot{U}_1$  на угол  $\delta_{12}$ .

Следует обратить внимание, на то что взаимное расположение векторов  $\dot{U}_1$  и  $\dot{U}_2$  одинаково при их расчетах по параметрам конца и начала передачи.

9. По вычисленному напряжению узла 2 можно определить ток шунта  $\dot{I}_{ш2}$  и потери мощности в шунте  $\underline{Y}_2 = G_2 \pm jB_2$ :

$$\dot{I}_{ш2} = \frac{\dot{U}_2 \underline{Y}_2}{\sqrt{3}};$$

$$\Delta \underline{S}_{ш2} = \sqrt{3} \dot{U}_2 \dot{I}_{ш2}^* = U_2^2 \hat{Y}_2 = U_2^2 (G_2 \mp jB_2) = \Delta P_{ш2} \mp j \Delta Q_{ш2}.$$

10. Поток мощности и ток нагрузки:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{12}^* - \Delta \underline{S}_{ш2};$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I} - \dot{I}_{ш2}.$$

11. Потери мощности в элементах электрической сети определены в процессе расчета режима, суммарные потери в сети состоят из потерь мощности в продольном сопротивлении  $\Delta \underline{S}_{\text{прод}} = \Delta \underline{S}_{12}$  и поперечных потерь мощности в шунтах  $\Delta \underline{S}_{\text{шг}} = \Delta \underline{S}_{ш1} + \Delta \underline{S}_{ш2}$ .

Таким образом, за один расчет, как и в предыдущем случае, выполнен полный электрический расчет установившегося режима сети по параметрам конца передачи. Теоретически расчет выполнен точно, практически точность определяется точностью задания исходной информации и точностью вычислений. Векторная диаграмма напряжений и токов передачи соответствует рис. 9.2.

### 9.3.3. Расчет установившегося режима разомкнутой сети по напряжению питающего узла и мощностям нагрузки

Расчет режима по заданным напряжению питающего узла и мощностям нагрузок отличается от рассмотренных выше тем, что в схеме нет ни одного узла, в котором одновременно известны поток мощности и напряжение. Поэтому расчет установившегося режима сводится к итерационному процессу с последовательным уточнением параметров режима. На каждой итерации прямым ходом выполняется определение потоков мощностей, а обратным уточнение напряжений в узлах сети. Расчет установившегося режима сети может быть выполнен с любой требуемой точностью.

При расчете установившегося режима используется схема замещения сети, показанная на рис. 9.8. Расчет проводится при следующих условиях:

- заданы мощность нагрузки активно–индуктивного характера  $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$  и напряжение базисного узла 1  $\dot{U}_1 = U_1 e^{j0}$ ;
- определить параметры установившегося режима  $(\dot{U}_2^{(i)}, \dot{I}_2, \Delta \underline{S}_{ш2}, \dot{I}_{ш2}, \underline{S}_{12}^k, \Delta \underline{S}_{12}, \underline{S}_{12}^H, \Delta \dot{U}_{12}, \dot{U}_2^{(i+1)}, \dot{I}_{ш1}, \Delta \underline{S}_{ш1})$ .

### Алгоритм расчета

Расчет начинается с выбора начального приближения напряжений во всех узлах (на рис. 9.8 — в узле 2). В качестве начального приближения напряжений можно использовать номинальное напряжение сети; среднее напряжение заданного класса напряжений; напряжение балансирующего узла и т. д.

#### Прямой ход первой итерации

1. Задание начального приближения в узле 2:

$$\dot{U}_2^{(0)} = U_2^{(0)} e^{j0^\circ} = U_2^{(0)} \underline{1}_{0^\circ}.$$

2. Определение тока нагрузки на первой итерации:

$$\dot{I}_2^{(1)} = \frac{\underline{S}_2^*}{\sqrt{3} \dot{U}_2^{(0)*}}.$$

3. Определение тока шунта  $\underline{Y}_2 = G_2 \pm jB_2$  узла 2 и потерь мощности в нем на первой итерации:

$$\dot{I}_{ш2}^{(1)} = \frac{\dot{U}_2^{(0)} \underline{Y}_2}{\sqrt{3}};$$

$$\Delta \underline{S}_{ш2}^{(1)} = \sqrt{3} \dot{U}_2^{(0)*} \dot{I}_{ш2}^{(1)*} = (\dot{U}_2^{(0)})^2 \hat{Y}_2 = (\dot{U}_2^{(0)})^2 (G_2 \mp jB_2) = \Delta P_{ш2}^{(1)} \mp j \Delta Q_{ш2}^{(1)}.$$

Знак (+) перед  $\Delta Q_{ш2}$  соответствует активно-индуктивному шунту, знак (–) перед  $\Delta Q_{ш2}$  соответствует активно-емкостному шунту.

4. Ток на участке 1–2 находится по первому закону Кирхгофа для узла 2:

$$\dot{I}^{(1)} = \dot{I}_2^{(1)} + \dot{I}_{ш2}^{(1)}.$$

5. Поток мощности в конце участка 1–2 определяется по первому закону Кирхгофа для мощностей или по току на участке 1–2 и напряжению узла 2:

$$\underline{S}_{12}^{\kappa(1)} = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{12}^{\kappa(1)};$$

$$\underline{S}_{12}^{\kappa(1)} = \sqrt{3} \dot{U}_2^{(0)} I^{(1)*}.$$

6. Потери мощности в продольном сопротивлении  $Z$  определяются через известные ток  $\dot{I}$  или мощность  $\underline{S}_{12}^{\kappa}$  и напряжение  $\dot{U}_2$  конце участка 1–2:

$$\Delta \dot{S}_{12}^{(1)} = 3 \left( I^{(1)} \right)^2 Z = 3 \left( I^{(1)} \right)^2 (R + jX) = \Delta P_{12}^{(1)} + j \Delta Q_{12}^{(1)};$$

$$\Delta \underline{S}_{12}^{(1)} = \frac{\left( \underline{S}_{12}^{\kappa(1)} \right)^2}{\left( U_2^{(0)} \right)^2} Z = \frac{\left( P_{12}^{\kappa(1)} \right)^2 + \left( Q_{12}^{\kappa(1)} \right)^2}{\left( U_2^{(0)} \right)^2} (R + jX) = \Delta P_{12}^{(1)} + j \Delta Q_{12}^{(1)}.$$

Таким образом:

$$\Delta P_{12}^{(1)} = \frac{\left( P_{12}^{\kappa(1)} \right)^2 + \left( Q_{12}^{\kappa(1)} \right)^2}{\left( U_2^{(0)} \right)^2} R;$$

$$\Delta Q_{12}^{(1)} = \frac{\left( P_{12}^{\kappa(1)} \right)^2 + \left( Q_{12}^{\kappa(1)} \right)^2}{\left( U_2^{(0)} \right)^2} X.$$

Следует еще раз обратить внимание на то, что при определении потерь используются поток мощности и напряжение в одной и той же точке сети.

7. Определение потока мощности в начале участка 1–2:

$$\underline{S}_{12}^{\text{H}(1)} = \underline{S}_{12}^{\kappa(1)} + \Delta \underline{S}_{12}^{(1)}.$$

На этом заканчивается прямой ход первой итерации, в результате которого приближенно найден поток мощности в точке 1, где известно напряжение  $\dot{U}_1$ .

*Обратный ход первой итерации*

8. Уточнение напряжения  $\dot{U}_2$ :

$$\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12}^{(1)};$$

$$\Delta \dot{U}_{12}^{(1)} = \Delta U_{12}^{\text{H}(1)} + j \delta U_{12}^{\text{H}(1)};$$

$$\Delta U_{12}^{\text{H}(1)} = \frac{P_{12}^{\text{H}(1)} R + Q_{12}^{\text{H}(1)} X}{U_1}; \quad \delta U_{12}^{\text{H}(1)} = \frac{P_{12}^{\text{H}(1)} X - Q_{12}^{\text{H}(1)} R}{U_1}.$$

С учетом того, что  $\dot{U}_1 = U_1 e^{j0}$ ,

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \Delta U_{12}^{H(1)} - j\delta U_{12}^{H(1)}.$$

9. Вычисление модуля и угла напряжения на первой итерации расчета:

$$U_2^{(1)} = \sqrt{\left(U_1 - \Delta U_{12}^{H(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{12}^{H(1)}\right)^2};$$

$$\delta_{12}^{(1)} = \arctg \frac{-\delta U_{12}^{H(1)}}{U_1 - \Delta U_{12}^{H(1)}};$$

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_2^{(1)} e^{j(\delta_{12}^{(1)})} = U_2^{(1)} \angle \delta_{12}^{(1)}.$$

10. Проверка точности расчета установившегося режима.

Если

$$\left|U_2^{(1)} - U_2^{(0)}\right| \leq \xi \text{ и } \left|\delta_{12}^{(1)} - \delta_{12}^{(0)}\right| \leq \psi, \quad (9.19)$$

где  $\xi$  и  $\psi$  — требуемые параметры точности вычисления модуля и угла напряжения, то расчет следует закончить.

Если условия (9.19) не выполняются, то расчет следует повторить, начиная с пункта 2, заменив начальное приближение  $\dot{U}_2^{(0)}$  на вычисленное  $\dot{U}_2^{(1)}$ .

Расчет повторяется до достижения заданной точности, т.е. до выполнения неравенств:  $\left|U_2^{(k)} - U_2^{(k-1)}\right| \leq \xi$  и  $\left|\delta_{12}^{(k)} - \delta_{12}^{(k-1)}\right| \leq \psi$ , где  $k$  — номер итерации.



## 10. Расчет режима сети с двусторонним питанием

При анализе установившихся режимов электрических сетей возникает необходимость расчета параметров режимов отдельных электропередач с двумя источниками питания. Линии с двусторонним питанием могут входить в состав системообразующих или распределительных сетей, а также служить линиями связи между отдельными энергосистемами или мощными энергоузлами.

Сеть с двусторонним питанием показана на рис. 10.1.

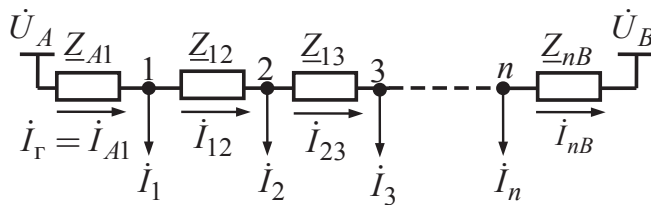


Рис. 10.1. Сеть с двусторонним питанием

При анализе установившихся режимов этой сети принято, что суммарная мощность потребителей и источников электроэнергии, расположенных в узлах  $i = 1, 2, 3, \dots, n$ , мала по сравнению эквивалентными мощностями узлов  $A$  и  $B$ . Тогда узлы  $A$  и  $B$  можно рассматривать как базисные с напряжениями  $\dot{U}_A$  и  $\dot{U}_B$ . Кольцевая сеть может рассматриваться как частный случай сети с двусторонним питанием при равных напряжениях узлов  $A$  и  $B$ ,  $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ .

Под расчетом установившегося режима сети с двусторонним питанием понимается определение: векторов напряжений во всех узлах, токов и потоков мощностей на всех участках и потерь мощности в сети. Расчет параметров установившегося режима сети зависит от вида сети и определяется величиной напряжений по концам передачи  $\dot{U}_A$  и  $\dot{U}_B$ ,

при этом возможны случаи равенства напряжений  $\dot{U}_A = \dot{U}_B$  и их неравенства  $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$ .

### 10.1. Правило электрических моментов для токов и мощностей

Получение правила электрических моментов можно выполнить при рассмотрении сети с двусторонним питанием, показанной на рис. 10.1. Нагрузки узлов  $i = 1, 2, 3, \dots, n$  заданы в форме токов  $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3, \dots, \dot{I}_n$ , напряжения узлов  $A$  и  $B$  одинаковы ( $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ ). В сети произвольно заданы направления токов на всех ее участках и введены их обозначения  $\dot{I}_{A1}, \dot{I}_{12}, \dot{I}_{23}, \dots, \dot{I}_{nB}$ .

Учитывая равенство напряжений по концам передачи, определим вектор  $\Delta \dot{U}_{AB}$ :

$$\begin{aligned}\Delta \dot{U}_{AB} &= \dot{U}_A - \dot{U}_B = 0, \\ \Delta \dot{U}_{AB} &= \Delta \dot{U}_{A1} + \Delta \dot{U}_{12} + \Delta \dot{U}_{23} + \dots + \Delta \dot{U}_{nB}\end{aligned}$$

или

$$\Delta \dot{U}_{AB} = \dot{I}_{A1} \underline{Z}_{A1} \sqrt{3} + \dot{I}_{12} \underline{Z}_{12} \sqrt{3} + \dot{I}_{23} \underline{Z}_{23} \sqrt{3} + \dots + \dot{I}_{nB} \underline{Z}_{nB} \sqrt{3}. \quad (10.1)$$

Выражения для токов участков сети через ток на головном участке сети  $\dot{I}_r = \dot{I}_{A1}$  и токи нагрузок на основе I закона Кирхгофа:

$$\begin{aligned}\dot{I}_{12} &= \dot{I}_r - \dot{I}_1; \\ \dot{I}_{23} &= \dot{I}_r - \dot{I}_1 - \dot{I}_2; \\ \dot{I}_{nB} &= \dot{I}_r - \dot{I}_1 - \dot{I}_2 - \dots - \dot{I}_n = \dot{I}_r - \sum_{i=1}^n \dot{I}_i.\end{aligned} \quad (10.2)$$

При подстановке токов (10.2) в (10.1) можно выразить головной ток

$$\begin{aligned}\dot{I}_r \underline{Z}_{A1} + (\dot{I}_r - \dot{I}_1) \underline{Z}_{12} + (\dot{I}_r - \dot{I}_1 - \dot{I}_2) \underline{Z}_{23} + \dots + \left( \dot{I}_r - \sum_{i=1}^n \dot{I}_i \right) \underline{Z}_{nB} &= 0, \\ \dot{I}_r (\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \dots + \underline{Z}_{nB}) &= \\ = \dot{I}_1 (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \dots + \underline{Z}_{nB}) + \dot{I}_2 (\underline{Z}_{23} + \dots + \underline{Z}_{nB}) + \dots + \dot{I}_n \underline{Z}_{nB}.\end{aligned}$$

Если обозначить сопротивления между узлами номерами узлов по концам участков

$$\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \dots + \underline{Z}_{nB} = \underline{Z}_{AB};$$

$$\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \dots + \underline{Z}_{nB} = \underline{Z}_{1B};$$

.....

$$\underline{Z}_{(n-1)n} + \underline{Z}_{nB} = \underline{Z}_{(n-1)B},$$

то можно получить выражение для головного тока

$$\dot{I}_r \underline{Z}_{AB} = \dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} + \dots + \dot{I}_n \underline{Z}_{nB},$$

$$\dot{I}_r = \frac{\dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} + \dots + \dot{I}_n \underline{Z}_{nB}}{\underline{Z}_{AB}} = \frac{\sum_i^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}}. \quad (10.3)$$

Выражение (10.3) получило название — *правило электрических моментов для токов*, и действительно в определении головного тока можно увидеть аналогию с механическим моментом. Для определения тока на головном участке  $\dot{I}_r$ , вычисляются моменты токов по отношению к центру вращения — противоположному головному узлу  $B$ . Здесь токи нагрузок выступают в роли силы, а сопротивления от точки подключения нагрузки до узла  $B$  — в роли плеча.

Правило моментов для токов может быть составлено и для определения тока на участке  $n-B$  ( $\dot{I}_{nB}$ ), при этом за центр вращения принимается точка  $A$ :

$$\dot{I}_{nB} = \frac{\sum_i^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_{AB}}. \quad (10.4)$$

Правило моментов в токах не содержит каких-либо ограничений.

Правило моментов можно записать и для мощностей при введении некоторых допущений:

- напряжения всех узлов сети  $i = 1, 2, 3, \dots, n$  считаются одинаковыми и равными  $\dot{U}_A$ :

$$\dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_1 = \dot{U}_2 = \dots = \dot{U}_n; \quad (10.5)$$

- потери мощности в сети отсутствуют:

$$\Delta S_{ij} = 0; \quad i, j = 1, 2, 3, \dots, n; \quad i \neq j. \quad (10.6)$$

Далее, если умножить правую и левую части соотношения (10.3) на  $\dot{U}_A^* \sqrt{3}$  и учесть равенство напряжений узлов, можно получить

$$\begin{aligned} \dot{I}_r^* \dot{U}_A^* \sqrt{3} &= \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i^* \dot{U}_i^* \sqrt{3} \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}}; \\ \underline{S}_r^* &= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^* \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}}. \end{aligned} \quad (10.7)$$

Выражение (10.7) записано для сопряженных мощностей, на его основе легко найти выражение для прямых мощностей с использованием сопряженных сопротивлений:

$$\underline{S}_r = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \widehat{\underline{Z}}_{iB}}{\widehat{\underline{Z}}_{AB}}. \quad (10.8)$$

## 10.2. Правило моментов для однородной сети

Однородной называется сеть, в которой одинаковы значения отношений  $R_{ij}/X_{ij}$  для всех участков сети  $i, j = 1, 2, 3, \dots, n; i \neq j$ :

$$\frac{R_{ij}}{X_{ij}} = \frac{R_0}{X_0} = a = \text{const}. \quad (10.9)$$

С учетом (10.9) можно найти полное сопротивление  $\underline{Z} = R + jX$ ,

$$\underline{Z}_{ij} = R_0 \ell_{ij}^3 + jX_0 \ell_{ij}^3 = X_0 \ell_{ij}^3 \left( \frac{R_0}{X_0} + j1 \right) = X_0 \ell_{ij}^3 (a + j1) = X_0 \ell_{ij}^3 e^{j\alpha}, \quad (10.10)$$

где  $\ell^3$  — эквивалентная длина рассматриваемого участка сети  $ij$ , действительная длина которого  $\ell_{ij}$  и  $n_{ij}$  — число параллельных линий на участке:

$$\ell_{ij}^3 = \frac{\ell_{ij}}{n_{ij}}. \quad (10.11)$$

Если подставить полное сопротивление в правило моментов для токов (10.4), то можно получить правило моментов для однородной сети в токах

$$\dot{I}_r = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{iB}} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \ell_{iB}^\varnothing X_0 e^{-j\alpha}}{\ell_{AB}^\varnothing X_0 e^{-j\alpha}} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \ell_{iB}^\varnothing}{\ell_{AB}^\varnothing}.$$

Можно легко показать, что распределение токов можно определять не только по эквивалентным длинам и по эквивалентным активным или реактивным сопротивлениям:

$$\dot{I}_r = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \ell_{iB}^\varnothing}{\ell_{AB}^\varnothing} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i R_{iB}^\varnothing}{R_{AB}^\varnothing} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i X_{iB}^\varnothing}{X_{AB}^\varnothing}. \quad (10.12)$$

Если выполнить подстановку полного сопротивления в правило моментов для мощностей (10.8), то аналогично можно получить выражения для правила моментов для однородной сети в мощностях

$$\underline{S}_r = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \ell_{iB}^\varnothing}{\ell_{AB}^\varnothing} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i R_{iB}^\varnothing}{R_{AB}^\varnothing} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i X_{iB}^\varnothing}{X_{AB}^\varnothing}. \quad (10.13)$$

Головной поток  $\underline{S}_r$  и мощности нагрузок можно представить в виде суммы активных и реактивных мощностей  $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$ , тогда

$$P_r + jQ_r = \frac{\sum_i^n (P_i + jQ_i) \ell_{iB}^\varnothing}{\ell_{AB}^\varnothing}. \quad (10.14)$$

Из выражения (10.13) легко можно получить выражения для активного и реактивного потоков на головном участке

$$P_r = \frac{\sum_i^n P_i \ell_{iB}^\varnothing}{\ell_{AB}^\varnothing} = \frac{\sum_i^n P_i R_{iB}^\varnothing}{R_{AB}^\varnothing} = \frac{\sum_i^n P_i X_{iB}^\varnothing}{X_{AB}^\varnothing}; \quad (10.15)$$

$$Q_r = \frac{\sum_i^n Q_i \ell_{iB}^\varnothing}{\ell_{AB}^\varnothing} = \frac{\sum_i^n Q_i R_{iB}^\varnothing}{R_{AB}^\varnothing} = \frac{\sum_i^n Q_i X_{iB}^\varnothing}{X_{AB}^\varnothing}. \quad (10.16)$$

Как видно из выражений (10.15) и (10.16), в соотношениях для головного потока активной мощности участвуют только активные мощ-

ности нагрузок, а для реактивного потока — только реактивные мощности нагрузок, отсюда следуют важные выводы:

- в однородной сети независимое распределение активных и реактивных мощностей, и их расчет может выполняться отдельно;
- в однородной сети распределение токов и потоков мощностей можно определить по эквивалентным длинам, активным или реактивным сопротивлениям.

### 10.3. Расчет установившегося режима сети с двусторонним питанием в токах

Целью расчета сети с двусторонним питанием является определение параметров установившегося режима: токов и потоков мощностей во всех элементах сети; напряжений во всех узлах; потерь мощности в сети.

Схема замещения сети показана на рис. 10.2.

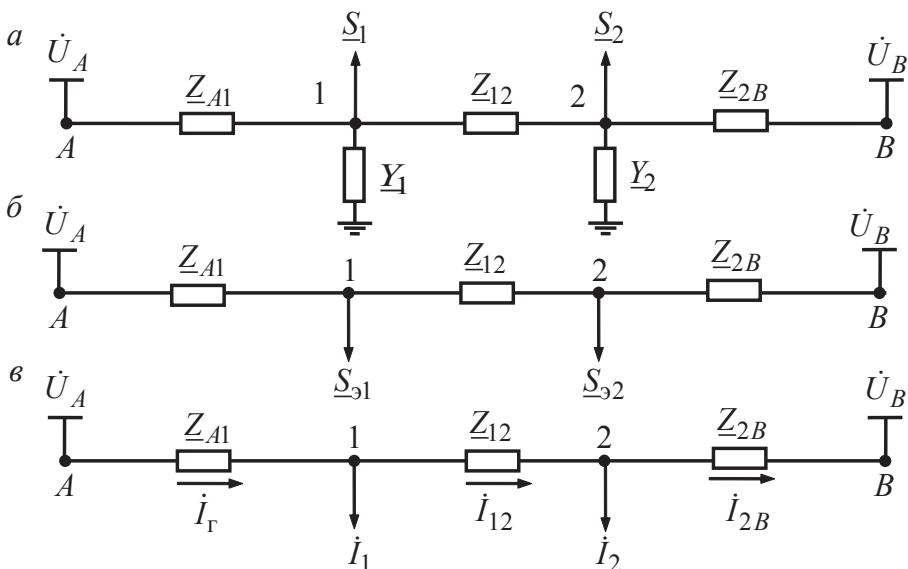


Рис. 10.2. Схема электрической сети:

*a* — исходная схема замещения; *б* — схема с эквивалентными нагрузками;  
*в* — схема с нагрузками в токах

Все параметры схемы замещения  $\underline{Z}_{A1}$ ,  $\underline{Z}_{12}$ ,  $\underline{Z}_{2B}$ ,  $\underline{Y}_1$ ,  $\underline{Y}_2$  известны, кроме того, заданы мощности нагрузок узлов  $\underline{S}_1, \underline{S}_2$  и напряжения  $\dot{U}_A$ ,  $\dot{U}_B$  узлов  $A$  и  $B$ .

Алгоритм расчета параметров установившегося режима сети определяется величинами напряжений по концам передачи, причем возможны два различных случая: напряжения узлов  $A$  и  $B$  одинаковы:  $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ ; напряжения узлов  $A$  и  $B$  различны:  $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$ .

Ниже рассмотрены оба случая задания исходных данных.

### 10.3.1. Расчет сети с двусторонним питанием в токах при равных напряжениях по концам передачи

**Алгоритм расчета сети при равенстве напряжений по концам передачи**

1. Задание начальных приближений напряжений в узлах сети  $\dot{U}_1^{(0)}$ ,  $\dot{U}_2^{(0)}$ . В качестве начального приближения можно взять напряжения узлов

$$\dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_1^{(0)} = \dot{U}_2^{(0)}.$$

2. Определение потерь мощности в шунтах с точностью, соответствующей начальным приближениям напряжений узлов  $\dot{U}_1^{(0)}$ ,  $\dot{U}_2^{(0)}$ ,

$$\Delta \underline{S}_{\text{ш}i}^{(1)} = \left( U_i^{(0)} \right)^2 \hat{Y}_i, \quad i = 1, 2. \quad (10.17)$$

3. На основе вычисленных потерь в шунтах и заданных мощностей нагрузок  $\underline{S}_1$  и  $\underline{S}_2$  можно определить эквивалентные мощности узлов и исключить шунты в схеме замещения сети, т. е. перейти к схеме рис. 10.2, б:

$$\underline{S}_{\text{э}i}^{(1)} = \underline{S}_i + \Delta \underline{S}_{\text{ш}i}^{(1)}, \quad i = 1, 2. \quad (10.18)$$

4. Расчет эквивалентных токов нагрузок по приближениям напряжений узлов и эквивалентным мощностям нагрузок (рис. 10.2, в):

$$\dot{I}_i^{(1)} = \frac{\underline{S}_{\text{э}i}^{(1)*}}{U_i^{(0)*} \sqrt{3}}. \quad (10.19)$$

5. Определение тока на участке  $A-1$  ( $\dot{I}_r$ ) на первой итерации с помощью правила моментов для токов (10.3):

$$\dot{I}_r^{(1)} = \frac{\sum_{i=1}^n I_i^{(1)} \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}}. \quad (10.20)$$

Здесь следует напомнить, что правило моментов для токов выведено без каких-либо допущений и, следовательно, головной поток определен с точностью до определения токов нагрузок узлов 1 и 2.

6. Определение токов ветвей 1–2 и 2–B производится на основе I закона Кирхгофа для узлов 1 и 2 в соответствии с условно заданными направлениями токов ветвей (рис. 10.2, в):

$$\begin{aligned} \dot{I}_{12}^{(1)} &= \dot{I}_r^{(1)} - \dot{I}_1^{(1)}; \\ \dot{I}_{2B}^{(1)} &= \dot{I}_{12}^{(1)} - \dot{I}_2^{(1)} = \dot{I}_r^{(1)} - \dot{I}_1^{(1)} - \dot{I}_2^{(1)}. \end{aligned}$$

7. Уточнение напряжений узлов 1 и 2 по найденным токам ветвей и их сопротивлениям:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= \dot{U}_A - \Delta \dot{U}_{A1}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{A1}^{(1)} = \dot{I}_{A1}^{(1)} \underline{Z}_{A1} \sqrt{3}; \\ \dot{U}_2^{(1)} &= \dot{U}_1^{(1)} - \Delta \dot{U}_{12}^{(1)}, \quad \Delta \dot{U}_{12}^{(1)} = \dot{I}_{12}^{(1)} \underline{Z}_{12} \sqrt{3}. \end{aligned}$$

Отличие напряжений  $\dot{U}_1^{(1)}$  и  $\dot{U}_2^{(1)}$  от их действительных значений объясняется только неточностью определения эквивалентных токов нагрузок токов в узлах, так как сам метод расчета сети не содержит каких-либо допущений.

Таким образом, для уточнения значений напряжений в узлах и других параметров установившегося режима необходимо повторить расчет, начиная с п. 2. При этом вместо начальных приближений напряжений узлов  $\dot{U}_1^{(0)}$  и  $\dot{U}_2^{(0)}$  нужно использовать их более точные значения  $\dot{U}_1^{(1)}$  и  $\dot{U}_2^{(1)}$ . Расчет следует повторять до тех пор, пока не будет достигнута необходимая точность напряжений. При этом следует сравнивать напряжения по модулю и абсолютному углу напряжений на соседних итерациях:

$$\begin{aligned} |U_i^{(k)} - U_i^{(k-1)}| &\leq \xi; \\ |\delta_{Ai}^{(k)} - \delta_{Ai}^{(k-1)}| &\leq \varphi, \end{aligned} \quad (10.21)$$

где  $\xi$  — заданная точность по модулю напряжений;  $\varphi$  — точность по углу;  $i = 1, 2, \dots, n$ .



После выполнения расчетов токов и напряжений с необходимой точностью можно определить потери мощности во всех ветвях сети:

$$\Delta S_{ij} = 3I_{ij}^2 Z_{ij}; \quad i, j = 1, 2, \dots, n; \quad i \neq j. \quad (10.22)$$

При необходимости можно определить потери мощности в продольных элементах  $\sum_{i \neq j} \Delta S_{ij}$ , в шунтах  $\sum_i \Delta S_{шi}$  и в сети в целом:

$$\Delta S_{\Sigma} = \sum_{i \neq j} \Delta S_{ij} + \sum_i \Delta S_{шi}. \quad (10.23)$$

### 10.3.2. Расчет сети с двусторонним питанием в токах при различных напряжениях по концам передачи

Расчет сети с двусторонним питанием при различных напряжениях по концам передачи основан на использовании метода наложения. Согласно этому методу токи во всех ветвях в эквивалентном режиме можно рассматривать как результат суммирования токов всех подрежимов, образующих эквивалентный режим. При этом токи различных подрежимов режимов определяются независимо друг от друга. Следовательно, токи в ветвях сети с двусторонним питанием при различных напряжениях по концам передачи  $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$  можно рассматривать как сумму двух токов:

- токов в ветвях сети с двусторонним питанием при равных напряжениях по концам передачи,  $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ ;
- тока, протекающего в сети под действием ЭДС, равной разнице напряжений по концам передачи  $\dot{E} = \Delta \dot{U}_{AB} = \dot{U}_A - \dot{U}_B$ .

Схема замещения сети показана на рис. 10.3.

Ток на любом участке сети (а), приведенной на рис. 10.3, а, можно определить как соответствующую сумму токов в схеме (б) — (рис. 10.3, б) и токов в схеме (в) — (рис. 10.3, в).

Определение токов в схеме (б) — (рис. 10.3, б) при одинаковых напряжениях по концам передачи рассмотрено выше и основано на использовании правила электрических моментов в токах (10.3).

Ток, протекающий в схеме (в) — (рис. 3, в), обусловлен различием напряжений узлов А и В ( $\Delta \dot{U}_{AB} = \dot{U}_A - \dot{U}_B$ ), называется *уравнительным током*  $\dot{I}_{урAB}$  и с учетом  $Z_{AB} = Z_{A1} + Z_{12} + Z_{2B}$  может быть найден как

$$\dot{I}_{\text{ур}AB} = \frac{\Delta \dot{U}_{AB}}{Z_{AB} \sqrt{3}}. \quad (10.24)$$

Алгоритм расчета сети с двусторонним питанием при различных напряжениях по концам передачи отличается от изложенного в разделе 10.3.1 только учетом уравнивающего тока после выполнения пункта 5.

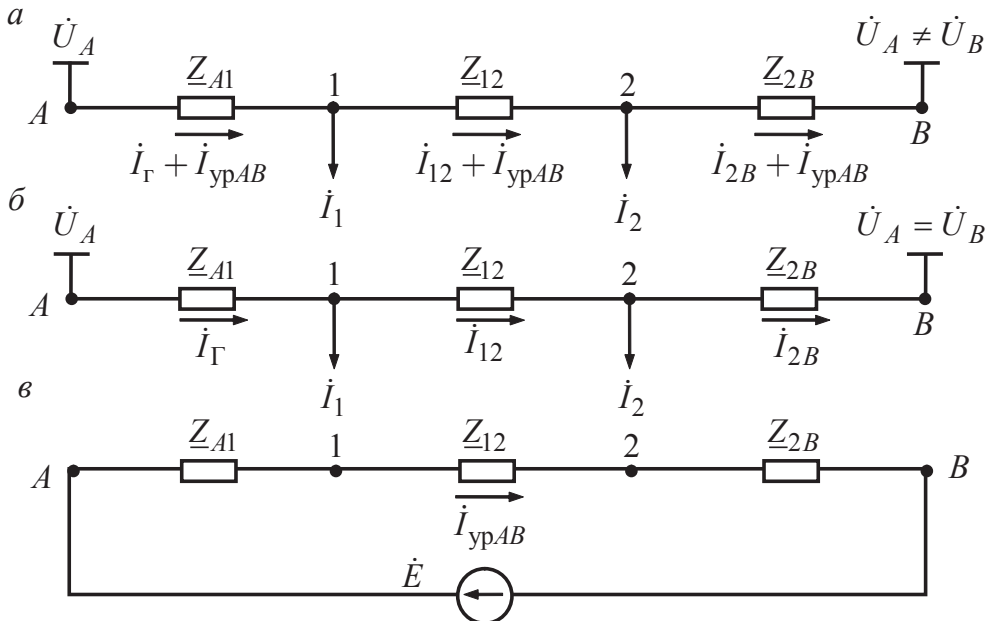


Рис. 10.3. Сеть с двусторонним питанием при различных напряжениях по концам передачи:

а — распределение токов в исходной сети; б — токи в сети при равенстве напряжений узлов A и B; в — уравнивающий ток

Поэтому в алгоритме появляются дополнительные пункты 5, а и 5, б:

5, а. Расчет уравнивающего тока  $\dot{I}_{\text{ур}AB}$  по соотношению (10.24).

5, б. Корректировка тока на головном участке сети A–1.

$$\dot{I}_{A1}^{(1)} = \dot{I}_r^{(1)} + \dot{I}_{\text{ур}AB}. \quad (10.25)$$

Остальные пункты алгоритма расчета сети с двусторонним питанием при различных напряжениях по концам передачи полностью совпадают с изложенными в разделе 10.3.1 и не нуждаются в повторении.

## 10.4. Расчет сети с двусторонним питанием в мощностях

Порядок расчета сети с двусторонним питанием в мощностях зависит от величин напряжений по концам электропередачи, т.е. значений напряжений в узлах  $A$  и  $B$  (см. рис. 10.2,  $a$ ). Постановка задачи приведена в разд. 10.3, и, как там указано, возможны два случая задания исходных данных:  $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ ;  $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$ .

### 10.4.1. Расчет сети с двусторонним питанием в мощностях при равенстве напряжений по концам передачи

Алгоритм расчета сети с двусторонним питанием в мощностях рассмотрен применительно к схеме, приведенной на рис. 10.2,  $a$ .

1. Задание начальных приближений напряжений в узлах  $\dot{U}_1^{(0)}$ ,  $\dot{U}_2^{(0)}$ , пусть  $\dot{U}_1^{(0)} = \dot{U}_2^{(0)} = \dot{U}_A = \dot{U}_B$ .

2. Определение потерь в шунтах  $\underline{Y}_1$  и  $\underline{Y}_2$  с точностью до задания напряжений в узлах

$$\Delta \underline{S}_{\text{ш}i}^{(1)} = \left( U_i^{(0)} \right)^2 \hat{Y}_i, \quad i = 1, 2. \quad (10.26)$$

3. Вычисление эквивалентных мощностей узлов:

$$\underline{S}_{\text{э}i}^{(1)} = \underline{S}_i + \Delta \underline{S}_{\text{ш}i}^{(1)}, \quad i = 1, 2. \quad (10.27)$$

4. Определение головного потока на участке  $A-1$  выполняется с использованием правила моментов для мощностей (10.8):

$$\underline{S}_{\text{г}}^{(1)} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{\text{э}i}^{(1)} \hat{Z}_{iB}}{\hat{Z}_{AB}}. \quad (10.28)$$

5. Определение потоков во всех ветвях сети без учета потерь мощности определяются на основе I закона Кирхгофа:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12}^{(1)} &= \underline{S}_{\text{г}}^{(1)} - \underline{S}_{\text{э}1}^{(1)}; \\ \underline{S}_{2B}^{(1)} &= \underline{S}_{12}^{(1)} - \underline{S}_{\text{э}2}^{(1)}. \end{aligned} \quad (10.29)$$

6. Для расчета сети с двусторонним питанием с учетом потерь мощности применяется искусственный прием, связанный с разрезанием сети на две разомкнутые схемы по точке потокораздела с последующим расчетом обеих разомкнутых схем с учетом потерь мощности.

*Точкой потокораздела* называется узел, в котором по всем ветвям, связанным с данным узлом, потоки сходятся или от которого расходятся. Как нетрудно заметить, в схеме на рис. 10.4, а таким узлом является узел 2.

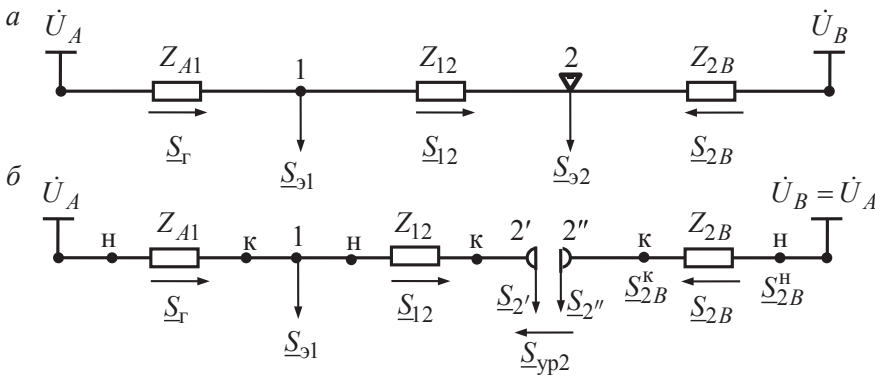


Рис. 10.4. Потокораспределение в сети:

а — в кольцевой сети; б — в двух разомкнутых схемах

7. Далее применяется искусственный прием — сеть с двусторонним питанием разрезается по точке потокораздела на две разомкнутые схемы сети при условии сохранения потоков во всех ветвях исходной и полученных схем (рис. 10.4, б) и определяются значения мощностей узлов 2' и 2'' на первой итерации их распределения при соблюдении условия  $\underline{S}_{2'}^{(1)} + \underline{S}_{2''}^{(1)} = \underline{S}_{2}^{(1)}$ :

$$\begin{aligned}\underline{S}_{2'}^{(1)} &= \underline{S}_{12}^{(1)}; \\ \underline{S}_{2''}^{(1)} &= \underline{S}_{2B}^{(1)}.\end{aligned}\tag{10.30}$$

8. Производится расчет двух разомкнутых схем независимо друг от друга в соответствии с алгоритмом расчета разомкнутых схем вправо и влево от точки 2 с учетом потерь мощности в сопротивлениях.

Расчет правой части схемы:

$$\underline{S}_{2'B}^{(1)} = \underline{S}_{2''}^{(1)}; \quad \underline{S}_{2'B}^{H(1)} = \underline{S}_{2'B}^{K(1)} + \Delta \underline{S}_{2'B}^{(1)}; \quad \Delta \underline{S}_{2'B}^{(1)} = \left( \frac{\underline{S}_{2'B}^{K(1)}}{U_2^{(0)}} \right)^2 Z_{2B};$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}_{2'}^{(1)} &= \dot{U}_B - \Delta \dot{U}_{2'B}^{(1)}; \quad \Delta \dot{U}_{2'B}^{(1)} = \Delta U_{2'B}^{H(1)} + j\delta U_{2'B}^{H(1)}; \\
\Delta U_{2'B}^{H(1)} &= \frac{P_{2B}^{H(1)} R_{2B} + Q_{2B}^{H(1)} X_{2B}}{U_B}; \quad \delta U_{2'B}^{H(1)} = \frac{P_{2B}^{H(1)} X_{2B} - Q_{2B}^{H(1)} R_{2B}}{U_B}; \\
U_{2'}^{(1)} &= \sqrt{\left(U_B - \Delta U_{2'B}^{H(1)}\right)^2 + \left(\delta U_{2'B}^{H(1)}\right)^2}; \\
\delta_{2'B}^{(1)} &= \arctg \frac{-\delta U_{2'B}^{H(1)}}{U_B - \Delta U_{2'B}^{H(1)}}; \\
\dot{U}_{2'}^{(1)} &= U_{2'}^{(1)} e^{j\delta_{2'B}^{(1)}} = U_{2'}^{(1)} \underline{\delta_{2'B}^{(1)}}.
\end{aligned}$$

Расчет левой части производится совершенно аналогично, в результате получаются напряжения узлов  $2'$  и  $2''$  ( $\dot{U}_{2'}^{(1)}$  и  $\dot{U}_{2''}^{(1)}$ ). Различие напряжений в узлах  $2'$  и  $2''$ , являющихся по сути одним узлом, связано только с неточностью правила моментов для мощностей, обусловленной отсутствием учета потерь мощности в ветвях сети, что вызывает появление ошибки в распределении нагрузки узла  $\underline{S}_{32}$  между узлами  $2'$  и  $2''$ .

8. Определение уравнивающего потока, обусловленного различием напряжений  $\dot{U}_{2'}^{(1)}$  и  $\dot{U}_{2''}^{(1)}$ . При вычислении разницы величин напряжений  $\Delta \dot{U}_2^{(1)}$  права и слева в узле 2 по соотношению  $\Delta \dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_{2'}^{(1)} - \dot{U}_{2''}^{(1)}$  задается направление уравнивающего потока  $\underline{S}_{yp2}$  от узла  $2'$  к узлу  $2''$ .

Значение  $\underline{S}_{yp2}$  определяется по соотношению

$$\underline{S}_{yp2} = \sqrt{3} I_{yp}^* \dot{U}_{2cp} = \sqrt{3} \frac{\Delta \dot{U}_2^{(1)}}{\widehat{Z}_{AB} \sqrt{3}} \dot{U}_{2cp}.$$

С учетом определения среднего напряжения в узле 2  $\dot{U}_{cp2} = 1/2(\dot{U}_{2'}^{(1)} + \dot{U}_{2''}^{(1)})$ . Уравнивающий поток  $\underline{S}_{yp2}$ , обусловленный неточным распределением нагрузки узла  $\underline{S}_{32}$  между узлами  $2'$  и  $2''$ , имеет вид

$$\underline{S}_{yp2} = \frac{\Delta \dot{U}_2^{(1)}}{\widehat{Z}_{AB}} \cdot \frac{\dot{U}_{2'}^{(1)} + \dot{U}_{2''}^{(1)}}{2}. \quad (10.31)$$

9. При соблюдении условия  $\underline{S}_{2'}^{(2)} + \underline{S}_{2''}^{(2)} = \underline{S}_{32}$  выполняется уточнение распределения нагрузки узла 2 ( $\underline{S}_{32}$ ) между узлами  $2'$  и  $2''$ :

$$\begin{aligned}
\underline{S}_{2'}^{(2)} &= \underline{S}_{2'}^{(1)} + \underline{S}_{yp2}; \\
\underline{S}_{2''}^{(2)} &= \underline{S}_{2''}^{(1)} - \underline{S}_{yp2}.
\end{aligned} \quad (10.32)$$

В практических расчетах при получении относительно небольшой разницы напряжений в точке потокораздела (в пределах погрешности определения напряжений на данной итерации) нет необходимости учитывать уравнительный поток на промежуточных итерациях. Это достаточно сделать на последней итерации.

Вторая итерация и любая последующая отличаются от первой только использованием более точных напряжений узлов. Расчет заканчивается после достижения требуемой точности (10.21) по напряжениям всех узлов сети (модулю и углу).

#### 10.4.2. Расчет сети с двусторонним питанием в мощностях при различных напряжениях по концам передачи

Алгоритм расчета сети с двусторонним питанием в мощностях при различных напряжениях по концам передачи отличается от алгоритма, изложенного в разд. 10.4.1, только учетом уравнительного потока после выполнения пункта 4.

Поэтому в алгоритме появляются дополнительные пункты 4, а и 4, б:  
4, а. Расчет уравнительного потока  $\underline{S}_{ур AB}$ , обусловленного различием напряжений узлов  $\dot{U}_A$  и  $\dot{U}_B$ .

Уравнительный поток  $\underline{S}_{ур AB}$  находится с использованием уравнительного тока  $\dot{I}_{ур AB}$  (10.24) и среднего напряжения в сети  $\dot{U}_{ср AB}$ :

$$\dot{I}_{ур AB} = \frac{\Delta \dot{U}_{AB}}{\underline{Z}_{AB} \sqrt{3}}; \quad \dot{U}_{ср AB} = \frac{\dot{U}_A + \dot{U}_B}{2}.$$

Тогда

$$\underline{S}_{ур AB} = \frac{\Delta \dot{U}_{AB}^*}{\underline{\hat{Z}}_{AB}} \dot{U}_{ср AB}. \quad (10.33)$$

Выбор направления  $\underline{S}_{ур AB}$  выполняется в соответствии с определением  $\Delta \dot{U}_{AB} = \dot{U}_A - \dot{U}_B$  от точки  $A$  к точке  $B$ , наложение уравнительного потока показано на рис. 10.5.

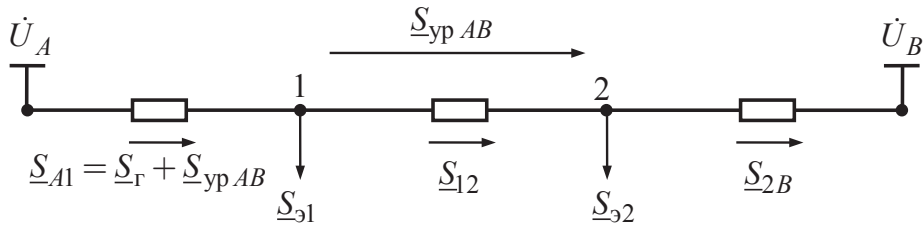


Рис. 10.5. Наложение уравнивающего потока

4, б. Корректировка потока на головном участке  $A-1$  и определение  $\underline{S}_{A1}$ :

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_Г + \underline{S}_{ур AB}.$$

После корректировки потока на головном участке  $A-1$  продолжение расчета ничем не отличается от, изложенного в разделе 10.4.1, начиная с п. 5 и до его окончания.

Вторая итерация и любая последующая отличаются от первой только использованием более точных напряжений узлов. Расчет заканчивается после достижения требуемой точности (10.21) по напряжениям всех узлов сети (модулю и углу).

## **11. Методы расчета режимов сложнозамкнутых сетей**

---

### **11.1. Задачи расчета режимов сложных электрических сетей**

---

**П**ри проектировании и эксплуатации электроэнергетических систем необходимо оценивать параметры установившихся режимов сложнозамкнутых электрических сетей для обеспечения требуемого качества электроэнергии на шинах потребителей, а также для обеспечения оптимизации режимов производства и передачи электроэнергии от источников к потребителям.

Параметры установившихся режимов связаны между собой нелинейными зависимостями, потому, как уже неоднократно упоминалось выше, независимо от метода расчета, получение параметров установившихся режимов сложнозамкнутых электрических сетей сводится к итерационному процессу последовательного уточнения параметров режима [4, 5, 8].

На основе рассмотренных выше методов расчета параметров установившихся режимов разомкнутых сетей и сетей с двусторонним питанием практически невозможно определить параметры установившихся режимов сложнозамкнутых электрических сетей.

#### **11.1.1. Обзор методов расчета режимов сложнозамкнутых сетей**

Совокупность итерационных методов расчета параметров установившихся режимов сложнозамкнутых электрических сетей можно условно, как показано в табл. 11.1, разделить на две группы:

- методы эквивалентирования или преобразования;
- методы, использующие системы уравнений установившихся режимов.



Содержанием методов эквивалентирования или преобразования сложноразветвленных электрических сетей, как видно из табл. 11.1, является использование приемов преобразования активных и пассивных схем с целью упрощения конфигурации сложноразветвленных электрических сетей. При этом упрощение приводит к получению разветвленных электрических сетей или сетей с двусторонним питанием при одинаковых или различных напряжениях по концам передачи.

Таблица 11.1

**Методы расчета сложноразветвленных электрических сетей**

Методы расчета установившихся режимов сложноразветвленных электрических сетей					
Методы преобразования сложноразветвленных сетей		Запись уравнений установившихся режимов			
Приемы преобразования схем		Уравнения установившихся режимов			
Активные схемы	Пассивные схемы	УУН	КУ	КР	Прочие
Разнос нагрузки узла на магистрали	Последовательное эквивалентирование	Линеаризация систем уравнений установившихся режимов			
Разнос нагрузки узла из центра звезды	Параллельное эквивалентирование				
Объединение концевых источников питания	Прямое и обратное преобразования звезды в треугольник	Применение методов решения систем уравнений установившихся режимов			
Расчет установившегося режима эквивалентированной сети	Обратное преобразование эквивалентированной сети к исходной	Получение параметров установившегося режима сложноразветвленной сети			
Обратное преобразование эквивалентированной сети к исходной					

Установившийся режим может быть описан с помощью довольно многочисленной группы методов, связанных с записью и решением систем уравнений установившихся режимов: уравнений узловых напряжений (УУН); контурных уравнений (КУ); методов коэффициентов распределения (КР). Кроме того, можно назвать еще ряд уравнений и методов расчета установившихся режимов сложноразветвленных электрических сетей, которые в чистом виде используются в настоящее время достаточно редко — метод разрезания контуров, прямой метод расчета с использованием матричной записи I и II законов Кирхгофа и другие. При этом некоторые элементы этих методов применяются

при разработках промышленных программ расчета установившихся режимов.

Как было указано выше, расчет установившегося режима электрической сети независимо от используемого метода расчета, сводится к итерационному процессу последовательного уточнения параметров режима. При этом возникает задача анализа сходимости итерационного процесса. Итерационный процесс уточнения параметров установившегося режима электрической сети может быть монотонным или колебательным.

Следует отметить, что не всегда итерационный процесс расчета установившегося режима является сходящимся. Расходящийся итерационный процесс расчета установившегося режима может возникать в случае большой неоднородности параметров сети, например при использовании устройств продольной компенсации параметров сети или при наличии в сети трехобмоточных трансформаторов с нулевыми сопротивлениями обмоток среднего напряжения. Кроме того, расходящийся итерационный процесс может являться следствием тяжелого, близкого к пределу по статической устойчивости режима.

При успешной сходимости итерационного процесса расчета установившегося режима критерием окончания итерационного процесса является достижение требуемой точности по модулям и углам напряжений всех узлов сети.

Если  $\xi$  и  $\gamma$  — требуемые параметры точности на  $k$ -й итерации вычисления соответственно модуля и угла напряжения узла  $i$ , где  $i = 1, 2, \dots, n$ , а  $n$  — число узлов в сети без балансирующего узла, то итерационный процесс можно закончить, если выполняются условия

$$\frac{|U_i^{(k)} - U_i^{(k-1)}|}{U_i^{(k-1)}} \cdot 100\% \leq \xi; \quad (11.1)$$

$$\frac{|\delta_{li}^{(k)} - \delta_{li}^{(k-1)}|}{|\delta_{li}^{(k-1)}|} \cdot 100\% \leq \gamma. \quad (11.2)$$

### 11.1.2. Расчетные нагрузки потребителей

Использование большинства методов расчета установившихся режимов кольцевых и сложнзамкнутых электрических сетей предполагает предварительное эквивалентирование сети. При этом иногда

выполняется приведение нагрузок, заданных на низшей стороне понижающих трансформаторов, к высшему напряжению. Кроме того, перед расчетом установившихся режимов кольцевых и сложнзамкнутых электрических сетей иногда удобно предварительно получить расчетные нагрузки отдельных потребителей или групп потребителей с учетом генерации реактивной мощности линиями электропередачи.

На рис. 11.1 представлена кольцевая электрическая сеть в которой нагрузки в узлах 21, 31, и 41 заданы на низшей стороне понижающих трансформаторов.

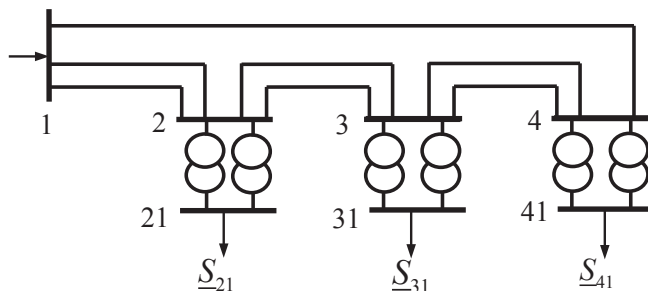


Рис. 11.1. Исходная схема сети

Схема замещения сети приведена на рис. 11.2. Для получения расчетных нагрузок подстанций необходимо определить эквивалентные нагрузки узлов 2, 3 и 4 и учесть генерацию реактивной мощности линиями электропередачи 1–2, 2–3, 3–4 и 4–1.

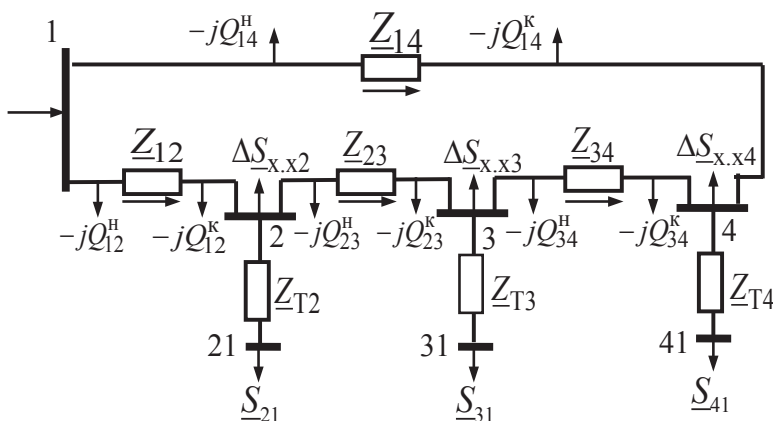


Рис. 11.2. Схема замещения сети

Расчетные нагрузки определяются по следующему соотношению [5, 6]:

$$\underline{S}_{\text{расч.}i} = \underline{S}_{\text{нагр.}i} + \Delta \underline{S}_{Ti} + \Delta \underline{S}_{x.x,i} - j \frac{Q_{i(i-1)} + Q_{i(i+1)}}{2}, \quad (11.3)$$

так расчетная нагрузка узла 2 имеет вид

$$\underline{S}_{\text{расч.}2} = \underline{S}_{\text{нагр.}21} + \Delta \underline{S}_{T2} + \Delta \underline{S}_{x.x,2} - j \frac{Q_{12} + Q_{23}}{2}.$$

Результирующая схема замещения сети с расчетными нагрузками подстанций приведена на рис. 11.3.

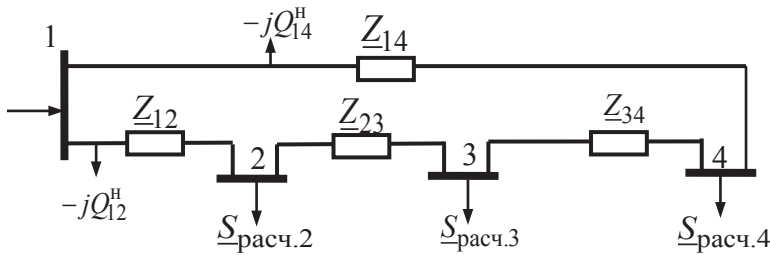


Рис. 11.3. Схема замещения сети с расчетными нагрузками

### 11.1.3. Учет комплексных коэффициентов трансформации

В состав современных электроэнергетических систем входят сети различных классов напряжений, которые связаны между собой трансформаторными связями. Учет трансформаторных связей в разомкнутых электрических сетях не представляет особой сложности. Приемы учета трансформаторных связей при расчетах параметров установившихся режимов разомкнутых электрических сетей рассмотрены в соответствующих разделах и сводятся либо к приведению сети к одному классу напряжения, либо к расчету сети на различных классах напряжения. При этом не возникает сложностей с учетом трансформаторов с любыми коэффициентами трансформации [5, 8].

При расчетах кольцевых, а тем более сложноразомкнутых электрических сетей, в которых сопротивления трансформаторов входят в замкнутые контуры, возникает необходимость учета так называемых неравновешенных коэффициентов трансформации, особенно если это комплексные коэффициенты.

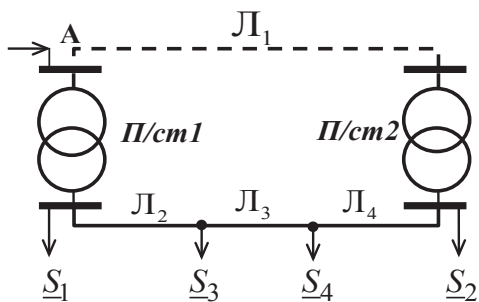


Рис. 11.4. Кольцевая сеть двух классов напряжений

На рис. 11.4 приведена кольцевая схема электрической сети, состоящая из двух участков сети различных классов номинального напряжения, связанных между собой двумя трансформаторами. Схема замещения приведена на рис. 11.5. Включение в схему замещения двух идеальных трансформаторов отражает наличие магнитных связей в двух точках рассматриваемой сети.

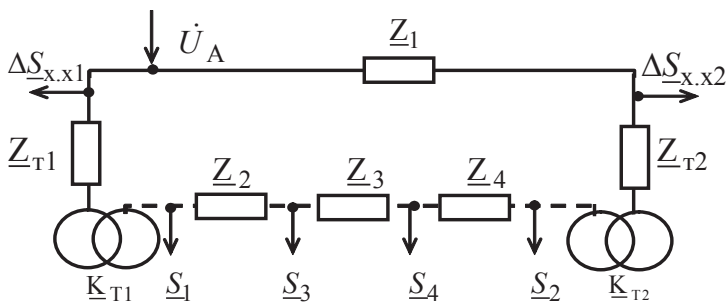


Рис. 11.5. Схема замещения кольцевой сети

После приведения сопротивлений  $Z_2, Z_3, Z_4$  к классу напряжения линии Л1 схема замещения может быть преобразована к виду, показанному на рис. 11.6, комплексные коэффициенты трансформации  $\dot{K}_{T1}, \dot{K}_{T2}$  позволяют при необходимости учесть изменения не только модулей напряжений, но и их углов, а значит, учесть схемы соединения обмоток трансформаторов в трехфазные системы.

В связи с отсутствием сопротивлений и проводимостей в схемах замещения идеальных трансформаторов напряжение  $\dot{U}_b$  точки  $b$  по отношению к напряжению  $\dot{U}_a$  точки  $a$  определяется соотношением комплексных коэффициентов трансформации  $\dot{K}_{T1}, \dot{K}_{T2}$ :

$$\dot{U}_b = \dot{U}_a \frac{\dot{K}_{T2}}{\dot{K}_{T1}} \quad (11.4)$$

Если коэффициенты трансформации одинаковы,  $\dot{K}_{T1} = \dot{K}_{T2}$ , то напряжения узлов  $a$  и  $b$  также одинаковы,  $\dot{U}_a = \dot{U}_b$ . Следовательно, иде-

альные трансформаторы можно исключить из схемы, а точки  $a$  и  $b$  объединить в один узел, как показано на рис. 11.6 пунктирной линией.

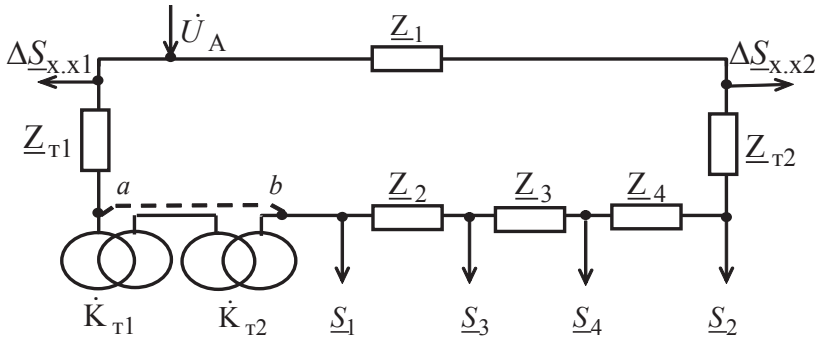


Рис. 11.6. Схема замещения кольцевой сети

Если коэффициенты трансформации различны,  $\dot{K}_{T1} \neq \dot{K}_{T2}$ , напряжения узлов  $a$  и  $b$  также различны,  $\dot{U}_a \neq \dot{U}_b$ . Поэтому объединение точек  $a$  и  $b$  невозможно. Для исключения идеальных трансформаторов из схемы между точками  $a$  и  $b$  необходимо включить источник, создающий электродвижущую силу  $\dot{E}_{ab}$ . Величина  $\dot{E}_{ab}$  зависит от соотношения напряжений в точках  $a$  и  $b$ .

Тогда можно получить выражение для определения электродвижущей силы  $\dot{E}_{ab}$ ,

$$\dot{E}_{ab} = \dot{U}_a - \dot{U}_b = \dot{U}_a - \dot{U}_a \frac{\dot{K}_{T2}}{\dot{K}_{T1}} = \dot{U}_a \left(1 - \frac{\dot{K}_{T2}}{\dot{K}_{T1}}\right). \quad (11.5)$$

Схема замещения кольцевой сети, состоящей из двух участков сети различных классов номинального напряжения, после замены неуравновешенных коэффициентов трансформации электродвижущей силой  $\dot{E}_{ab}$  приведена на рис. 11.7.

Таким образом, при расчетах установившихся режимов кольцевых или сложнзамкнутых сетей в контурах, включающих линии электропередачи различных классов напряжений с неуравновешенными коэффициентами трансформации, необходимо учитывать наличие электродвижущей силы  $\dot{E}_{ab}$ .

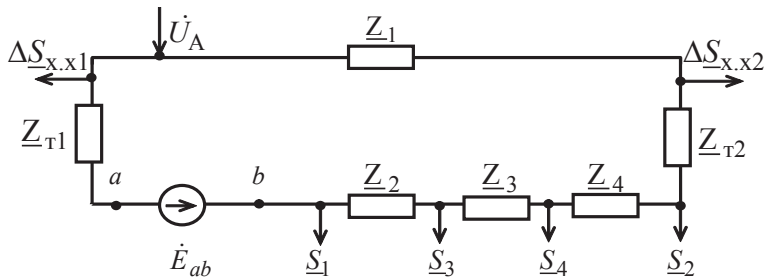


Рис. 11.7. Схема замещения кольцевой сети

## 11.2. Основные положения метода преобразования сложноразомкнутых электрических сетей

Для расчетов параметров установившихся режимов сложноразомкнутых электрических сетей вручную может быть использован метод преобразования сети. Суть этого метода сводится к приведению сети к более простому виду (одному кольцу или разомкнутой сети). Упрощенная сеть рассчитывается с использованием известных методов расчета разомкнутых сетей и сетей с двухсторонним питанием и затем производится обратное преобразование сети к исходному виду. При использовании метода преобразования применяются приемы разнеса нагрузок из любого узла на магистральном участке сети и из центра звезды, объединения конечных источников питания и нагрузок, преобразования пассивных частей схем электрической сети. Метод преобразования должен применяться с соблюдением условия неизменности параметров установившегося режима сети, внешней по отношению к преобразуемой ее части. Кроме того, при использовании приемов преобразования необходимо оговаривать предварительно все принимаемые допущения [3–6, 8]. Ниже рассмотрены некоторые приемы преобразования сети.

### 11.2.1. Разнос нагрузок на магистральном участке сети

Разнос нагрузок из любого узла сети должен выполняться так, чтобы преобразование электрической сети было эквивалентным. Экви-

валентность преобразования соблюдается, если в результате не изменяются параметры режима в той части схемы, которая не подвергалась преобразованию.

Разнос нагрузок рассмотрен на примере электрической сети, приведенной на рис. 11.8, *а*, и состоящий из узлов *A*, *B*, *C*, нагрузки которых заданы в виде узловых токов соответственно  $\dot{I}_A$ ,  $\dot{I}_B$ ,  $\dot{I}_C$  и ветвей сети, имеющих сопротивления  $Z_{BA}$ ,  $Z_{AC}$ . Выполняется разнос нагрузки узла *A* между узлами *B* и *C*, требуется определить в эквивалентной схеме (рис. 11.8, *б*) токи  $\dot{I}_{A'}$ ,  $\dot{I}_{A''}$  (части тока нагрузки  $\dot{I}_A$ ), распределенные соответственно между узлами *B* и *C*. Разнос следует выполнить при неизменности внешних токов (внешние токи  $\dot{I}_1$ ,  $\dot{I}_2$  должны быть одинаковы в исходной и эквивалентной схемах).

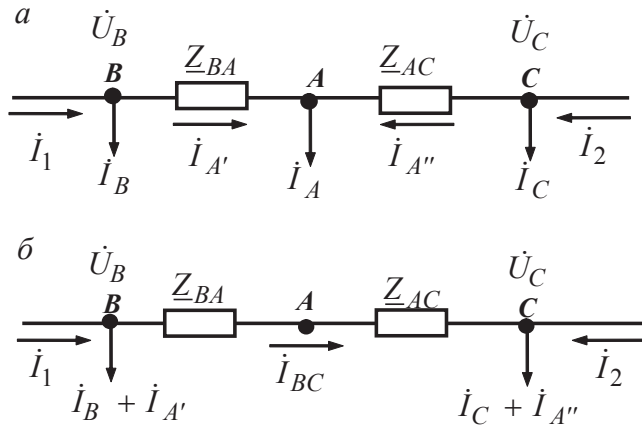


Рис. 11.8. Схема электрической сети:

*а* — исходная; *б* — эквивалентная

Падение напряжения между узлами *B* и *C* можно выразить через токи  $\dot{I}_{A'}$ ,  $\dot{I}_{A''}$  ветвей *B—A* и *A—C* в исходной схеме или через ток  $\dot{I}_{BC}$  в эквивалентной схеме в соответствии с условным направлением токов:

$$\Delta \dot{U}_{BC} = \Delta \dot{U}_{BA} + \Delta \dot{U}_{AC} = \dot{I}_{A'} Z_{BA} \sqrt{3} - \dot{I}_{A''} Z_{AC} \sqrt{3} = \dot{I}_{BC} (Z_{BA} + Z_{AC}) \sqrt{3}. \quad (11.6)$$

На основе I закона Кирхгофа, записанного для узлов *B* и *C* в исходной схеме:

- ток на участке *B—A*,  $\dot{I}_{A'} = \dot{I}_1 - \dot{I}_B$ ;
- ток на участке *A—C*,  $\dot{I}_{A''} = \dot{I}_A - \dot{I}_{A'} = \dot{I}_A + \dot{I}_B - \dot{I}_1$ .



В эквивалентной схеме ток на участке  $B-C$ ,  $\dot{I}_{BC} = \dot{I}_1 - (\dot{I}_B + \dot{I}_{A'})$ .

Подставив полученные выражения для токов в (11.6) и выполнив сокращения, можно получить

$$\dot{I}_A \underline{Z}_{AC} \sqrt{3} = \dot{I}_{A'} (\underline{Z}_{BA} + \underline{Z}_{AC}) \sqrt{3},$$

откуда следует

$$\dot{I}_{A'} = \dot{I}_A \frac{\underline{Z}_{AC}}{\underline{Z}_{BA} + \underline{Z}_{AC}}; \dot{I}_{A''} = \dot{I}_A \frac{\underline{Z}_{BA}}{\underline{Z}_{BA} + \underline{Z}_{AC}}. \quad (11.7)$$

Таким образом, ток узла  $A$   $\dot{I}_A$  разносится между узлами  $B$  и  $C$  обратно пропорционально сопротивлениям от узла  $A$  до узлов  $B$  и  $C$ .

При задании нагрузок узлов в виде мощностей для выполнения разнеса нагрузки следует сделать дополнительные допущения.

Разнос нагрузок выполняется:

- без учета потерь мощности на участке  $B-C$ ;
- напряжения узлов  $A$ ,  $B$ ,  $C$  одинаковы и равны  $\dot{U}_A$ .

Если выразить токи  $\dot{I}_{A'}$ ,  $\dot{I}_{A''}$  и  $\dot{I}_A$  в соотношении (11.7) через потоки мощностей и напряжения узлов

$$\dot{I}_{A'} = \frac{\dot{S}_{A'}^*}{\dot{U}_A \sqrt{3}}; \quad \dot{I}_{A''} = \frac{\dot{S}_{A''}^*}{\dot{U}_A \sqrt{3}}; \quad \dot{I}_A = \frac{\dot{S}_A^*}{\dot{U}_A \sqrt{3}},$$

тогда можно найти формулы для разнеса нагрузки узла  $A$  в форме сопряженных мощности между узлами  $B$  и  $C$ :

$$\dot{S}_{A'}^* = \dot{S}_A^* \frac{\underline{Z}_{AC}}{\underline{Z}_{BA} + \underline{Z}_{AC}}; \quad \dot{S}_{A''}^* = \dot{S}_A^* \frac{\underline{Z}_{BA}}{\underline{Z}_{BA} + \underline{Z}_{AC}}, \quad (11.8)$$

или при переходе от сопряженных мощностей к прямым

$$\underline{S}_{A'} = \underline{S}_A \frac{\widehat{Z}_{AC}}{\widehat{Z}_{BA} + \widehat{Z}_{AC}}; \quad \underline{S}_{A''} = \underline{S}_A \frac{\widehat{Z}_{BA}}{\widehat{Z}_{BA} + \widehat{Z}_{AC}}. \quad (11.9)$$

Ток и мощность  $\dot{I}_A$  и  $\underline{S}_A$  можно при желании разнести между любыми двумя точками сети, а не только ближайшими. Эту операцию можно выполнить при условии, что узлы и ветви находятся на магистральном участке сети.

Например, как показано на рис. 11.9, можно найти токи  $\dot{I}_{IA}$ ,  $\dot{I}_{IIA}$  и мощности  $\underline{S}_{IA}$  и  $\underline{S}_{IIA}$  для пунктов питания I и II:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{IA} &= \dot{I}_A \frac{\underline{Z}_{II}}{\underline{Z}_{\Sigma}}; & \dot{I}_{IIA} &= \dot{I}_A \frac{\underline{Z}_I}{\underline{Z}_{\Sigma}}; \\ \underline{S}_{IA} &= \underline{S}_A \frac{\hat{Z}_{II}}{\hat{Z}_{\Sigma}}; & \underline{S}_{IIA} &= \underline{S}_A \frac{\hat{Z}_I}{\hat{Z}_{\Sigma}}. \end{aligned}$$

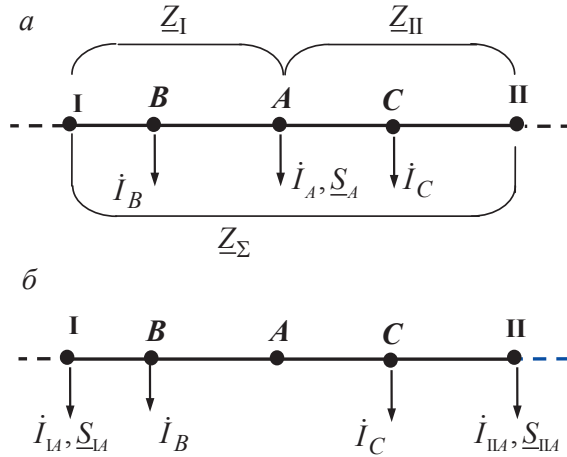


Рис. 11.9. Разнос нагрузки:

а — исходная; б — результирующая схемы

### 11.2.2. Разнос нагрузки из центра звезды

Разнос нагрузки из центра звезды рассмотрим на примере схемы сети, показанной на рис. 11.10, а. После разнеса нагрузки из центра звезды (узел А) между узлами В, С и D получается результирующая схема с пассивным узлом А, приведенная на рис. 11.10, б.

Воспользуемся методом наложения и примем допущение о равенстве напряжений узлов В, С, D,  $\dot{U}_B = \dot{U}_C = \dot{U}_D$ . Тогда падение напряжения соответственно между узлами В — С и В — D:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{BC} &= \dot{I}_{BA} \underline{Z}_{BA} \sqrt{3} - \dot{I}_{CA} \underline{Z}_{CA} \sqrt{3} = 0; \\ \Delta \dot{U}_{BD} &= \dot{I}_{BA} \underline{Z}_{BA} \sqrt{3} - \dot{I}_{DA} \underline{Z}_{DA} \sqrt{3} = 0. \end{aligned} \quad (11.10)$$

Дополнив соотношения (11.10) выражением I закона Кирхгофа для узла А, можно записать их в канонической форме

$$\begin{cases} \dot{I}_{CA} \underline{Z}_{CA} - \dot{I}_{BA} \underline{Z}_{BA} = 0; \\ \dot{I}_{BA} \underline{Z}_{BA} - \dot{I}_{DA} \underline{Z}_{DA} = 0; \\ \dot{I}_{CA} + \dot{I}_{BA} + \dot{I}_{DA} = \dot{I}_A. \end{cases} \quad (11.11)$$

Определитель системы (11.11) имеет вид

$$\Delta = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{CA} & -\underline{Z}_{BA} & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{BA} & -\underline{Z}_{DA} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} = \underline{Z}_{CA} \underline{Z}_{BA} + \underline{Z}_{BA} \underline{Z}_{DA} + \underline{Z}_{CA} \underline{Z}_{DA}.$$

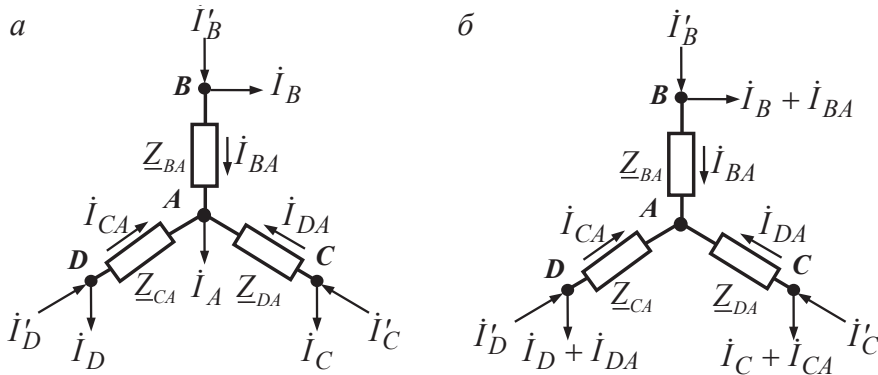


Рис. 11.10. Разнос нагрузки из центра звезды:

*a* — исходная; *б* — результирующая схемы

Определители при неизвестных получаются заменой столбцов при вычисляемом неизвестном свободными членами уравнений (11.11):

$$\begin{aligned} \Delta \dot{I}_{CA} &= \begin{bmatrix} 0 & -\underline{Z}_{BA} & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{BA} & -\underline{Z}_{DA} \\ \dot{I}_A & 1 & 1 \end{bmatrix} = \dot{I}_A \underline{Z}_{BA} \underline{Z}_{DA}; \\ \Delta \dot{I}_{DA} &= \begin{bmatrix} \underline{Z}_{CA} & -\underline{Z}_{BA} & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{BA} & 0 \\ 1 & 1 & \dot{I}_A \end{bmatrix} = \dot{I}_A \underline{Z}_{CA} \underline{Z}_{BA}; \\ \Delta \dot{I}_{BA} &= \begin{bmatrix} \underline{Z}_{CA} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\underline{Z}_{DA} \\ 1 & \dot{I}_A & 1 \end{bmatrix} = \dot{I}_A \underline{Z}_{CA} \underline{Z}_{DA}. \end{aligned}$$

Теперь токи в лучах звезды определяются как

$$\begin{aligned} \dot{I}_{CA} &= \dot{I}_A \frac{\underline{Z}_{BA}\underline{Z}_{DA}}{\underline{Z}_{CA}\underline{Z}_{BA} + \underline{Z}_{BA}\underline{Z}_{DA} + \underline{Z}_{CA}\underline{Z}_{DA}}; \\ \dot{I}_{DA} &= \dot{I}_A \frac{\underline{Z}_{BA}\underline{Z}_{CA}}{\underline{Z}_{CA}\underline{Z}_{BA} + \underline{Z}_{BA}\underline{Z}_{DA} + \underline{Z}_{CA}\underline{Z}_{DA}}; \\ \dot{I}_{BA} &= \dot{I}_A \frac{\underline{Z}_{CA}\underline{Z}_{DA}}{\underline{Z}_{CA}\underline{Z}_{BA} + \underline{Z}_{BA}\underline{Z}_{DA} + \underline{Z}_{CA}\underline{Z}_{DA}}. \end{aligned} \quad (11.12)$$

Заменим сопротивления лучей звезды проводимостями и обозначим их сумму через  $\underline{Y}_{\Sigma}$ :

$$\underline{Y}_{\Sigma} = \underline{Y}_{BA} + \underline{Y}_{DA} + \underline{Y}_{CA}; \quad (11.13)$$

где

$$\underline{Y}_{BA} = \frac{1}{\underline{Z}_{BA}}, \quad \underline{Y}_{CA} = \frac{1}{\underline{Z}_{CA}}, \quad \underline{Y}_{DA} = \frac{1}{\underline{Z}_{DA}}.$$

Тогда ток в луче звезды  $B-A$ :

$$\dot{I}_{BA} = \dot{I}_A \frac{1}{\underline{Y}_{CA}\underline{Y}_{DA} \left( \frac{1}{\underline{Y}_{CA}\underline{Y}_{BA}} + \frac{1}{\underline{Y}_{BA}\underline{Y}_{DA}} + \frac{1}{\underline{Y}_{CA}\underline{Y}_{DA}} \right)} = \dot{I}_A \frac{\underline{Y}_{BA}}{\underline{Y}_{CA} + \underline{Y}_{DA} + \underline{Y}_{BA}}$$

или

$$\dot{I}_{BA} = \dot{I}_A \frac{\underline{Y}_{BA}}{\underline{Y}_{\Sigma}}.$$

По аналогии можно получить выражения для всех остальных токов

$$\dot{I}_{BA} = \dot{I}_A \frac{\underline{Y}_{BA}}{\underline{Y}_{\Sigma}}; \quad \dot{I}_{CA} = \dot{I}_A \frac{\underline{Y}_{CA}}{\underline{Y}_{\Sigma}}; \quad \dot{I}_{DA} = \dot{I}_A \frac{\underline{Y}_{DA}}{\underline{Y}_{\Sigma}}. \quad (11.14)$$

Аналогично решается задача для  $n$  — лучевой звезды

$$\dot{I}_{iA} = \dot{I}_A \frac{\underline{Y}_{iA}}{\underline{Y}_{\Sigma}}, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (11.15)$$

Для разнеса нагрузки из центра звезды в виде мощностей необходимо сделать допущение об отсутствии потерь мощности в элементах рассматриваемого участка сети. Выражение для мощностей можно получить аналогично тому, как получены выражения (11.9):

$$\underline{S}_{iA} = \underline{S}_A \frac{\hat{Y}_{iA}}{\hat{Y}_{\Sigma}}, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (11.16)$$

При выполнении разнота на грузок из центра звезды параметры режима внешней сети не меняются, токи  $\dot{I}'_B$ ,  $\dot{I}'_C$ ,  $\dot{I}'_D$  сохраняют исходные значения. Для мощностей  $\underline{S}'_B$ ,  $\underline{S}'_C$ ,  $\underline{S}'_D$  это справедливо лишь с допущениями об отсутствии учета потерь мощности в ветвях  $D - A$ ,  $B - A$  и  $C - A$ .

Формулы (11.15) и (11.16) могут использоваться при любых напряжениях в узлах звезды, в том числе и различных.

### 11.2.3. Объединение концевых источников питания или нагрузок

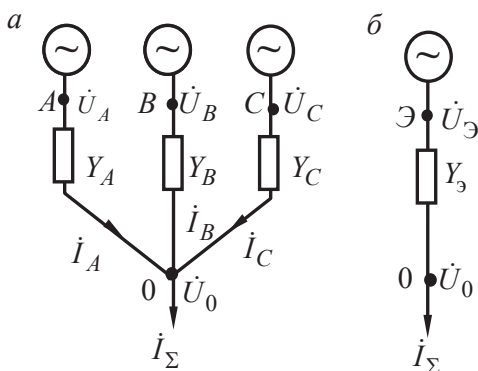


Рис. 11.11. Объединение концевых источников питания:

*a* — исходная; *б* — результирующая схемы

При наличии в сети, как показано на рис. 11.11, *a*, нескольких источников питания их можно объединить в один эквивалентный.

Результирующая схема показана на рис. 11.11, *б*. Здесь возможны два случая: источники питания в узлах  $A, B, C$  имеют одинаковые напряжения —  $\dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_C$ ; источники питания имеют различные напряжения —  $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B \neq \dot{U}_C$ .

Ниже рассмотрены оба случая.

При равенстве напряжений источников питания они просто объединяются, при этом напряжение эквивалентного источника

$$\dot{U}_\Theta = \dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_C, \quad (11.17)$$

а эквивалентная проводимость

$$Y_\Theta = Y_A + Y_B + Y_C, \quad (11.18)$$

ток  $\dot{I}_\Sigma$  во внешней сети при этом не меняется.

Если напряжения источников различны, то ставится задача нахождения напряжения  $\dot{U}_\Theta$  эквивалентного источника. Неизменный внешний ток  $\dot{I}_\Sigma$  из эквивалентной схемы можно определить как

$$\dot{I}_{\Sigma} = \frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{U}_{\Sigma} - \dot{U}_0)Y_{\Sigma}, \quad (11.19)$$

а из исходной схемы тот же внешний ток

$$\dot{I}_{\Sigma} = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C. \quad (11.20)$$

Токи ветвей исходной схемы  $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$  равны соответственно

$$\begin{aligned} \dot{I}_A &= \frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{U}_A - \dot{U}_0)Y_A, \\ \dot{I}_B &= \frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{U}_B - \dot{U}_0)Y_B, \\ \dot{I}_C &= \frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{U}_C - \dot{U}_0)Y_C. \end{aligned}$$

Тогда, учитывая (11.20), можно записать, что

$$(\dot{U}_{\Sigma} - \dot{U}_0)Y_{\Sigma} = (\dot{U}_A - \dot{U}_0)Y_A + (\dot{U}_B - \dot{U}_0)Y_B + (\dot{U}_C - \dot{U}_0)Y_C$$

или

$$\dot{U}_{\Sigma}Y_{\Sigma} = \dot{U}_0Y_{\Sigma} - \dot{U}_0(Y_A + Y_B + Y_C) + \dot{U}_AY_A + \dot{U}_BY_B + \dot{U}_CY_C. \quad (11.21)$$

В выражении (11.21) — два неизвестных, и для получения решения необходимо задать одно из них. Для унификации объединения источников независимо от их напряжений примем, что  $Y_{\Sigma} = Y_A + Y_B + Y_C$  в любом случае. Тогда выражение (11.21) упростится и будет иметь вид

$$\dot{U}_{\Sigma}Y_{\Sigma} = \dot{U}_AY_A + \dot{U}_BY_B + \dot{U}_CY_C. \quad (11.22)$$

Искомое напряжение эквивалентного источника

$$\dot{U}_{\Sigma} = \frac{1}{Y_{\Sigma}} \sum_{i=1}^n \dot{U}_i Y_i, \quad (11.23)$$

где  $n$  — число объединяемых источников;  $\dot{U}_i$  — напряжение  $i$ -го источника.

Эквивалентная проводимость вычисляется суммированием проводимостей всех объединяемых источников:

$$Y_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Y_i. \quad (11.24)$$

### 11.2.4. Преобразование пассивных схем

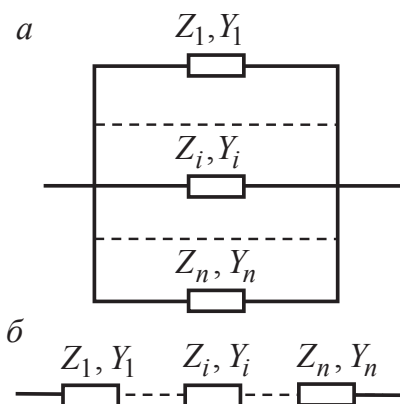


Рис. 11.12. Параллельное (а) и последовательное (б) включение элементов

При последовательном сложении  $n$  элементов

$$\underline{Z}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \underline{Z}_i; \quad \frac{1}{\underline{Y}_{\Sigma}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\underline{Y}_i}.$$

Преобразование звезды в треугольник и обратное преобразование треугольника в звезду показано на рис. 11.13 и производятся по соотношениям:

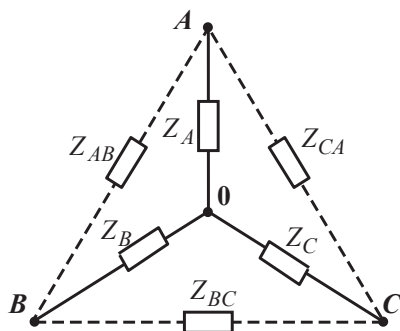


Рис. 11.13. Прямое и обратное преобразование звезды в треугольник

$$\underline{Z}_A = \frac{\underline{Z}_{AB}\underline{Z}_{AC}}{\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BC} + \underline{Z}_{AC}};$$

$$\underline{Z}_B = \frac{\underline{Z}_{AB}\underline{Z}_{BC}}{\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BC} + \underline{Z}_{AC}};$$

$$\underline{Z}_C = \frac{\underline{Z}_{AC}\underline{Z}_{BC}}{\underline{Z}_{AB} + \underline{Z}_{BC} + \underline{Z}_{AC}}.$$

$$\underline{Z}_{AB} = \frac{\underline{Z}_A\underline{Z}_B + \underline{Z}_A\underline{Z}_C + \underline{Z}_B\underline{Z}_C}{\underline{Z}_C};$$

$$\underline{Z}_{AC} = \frac{\underline{Z}_A\underline{Z}_B + \underline{Z}_A\underline{Z}_C + \underline{Z}_B\underline{Z}_C}{\underline{Z}_B};$$

$$\underline{Z}_{BC} = \frac{\underline{Z}_A\underline{Z}_B + \underline{Z}_A\underline{Z}_C + \underline{Z}_B\underline{Z}_C}{\underline{Z}_A}.$$

Преобразование пассивных схем рассматривается при изучении дисциплины «Теоретические основы электротехники». В пособии приводятся только конечные выражения преобразований.

Последовательное и параллельное сложение сопротивлений и проводимостей показано на рис. 11.12.

При параллельном сложении  $n$  элементов эквивалентные сопротивления  $\underline{Z}_{\Sigma}$  и проводимость  $\underline{Y}_{\Sigma}$  определяются как

$$\frac{1}{\underline{Z}_{\Sigma}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\underline{Z}_i}; \quad \underline{Y}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \underline{Y}_i.$$

### 11.3. Уравнения узловых напряжений

Установившийся режим сложноразветвленной электрической сети может быть описан с помощью систем уравнений узловых напряжений (УУН).

Параметры установившихся режимов связаны между собой нелинейными зависимостями, потому, как уже неоднократно упоминалось выше, получение параметров установившихся режимов сложноразветвленных электрических сетей с помощью систем УУН сводится к итерационному процессу [4, 5, 8].

Целью составления уравнений узловых напряжений является установление связи между известными узловыми мощностями или токами и неизвестными напряжениями узлов через параметры схемы замещения сети.

Система уравнений узловых напряжений для сети любой конфигурации может быть записана в форме баланса мощностей или в форме баланса токов.

При записи в *форме баланса узловых мощностей* не требуется предварительное эквивалентирование сети и система УУН не содержит допущений, является системой нелинейных уравнений размера  $(n - 1)$  для сети, состоящей из  $n$  узлов. Причем при составлении системы уравнений для сети переменного тока уравнения записываются в комплексном виде.

Система УУН в *форме баланса узловых токов* для сети переменного тока является системой линейных комплексных уравнений размера  $(n - 1)$ .

#### 11.3.1. Вывод систем уравнений узловых напряжений

Вывод системы УУР наиболее просто можно выполнить при известных векторах нагрузочных токов всех узлов сети, параметрах всех пассивных элементов электрической сети и напряжении базисного узла. При этом искомыми неизвестными являются векторы напряжений остальных  $(n - 1)$  узлов и токи во всех  $(m)$  ветвях.

В общем случае базисный по напряжению и балансирующий узлы могут не совпадать. Как правило, при расчетах режимов электрических



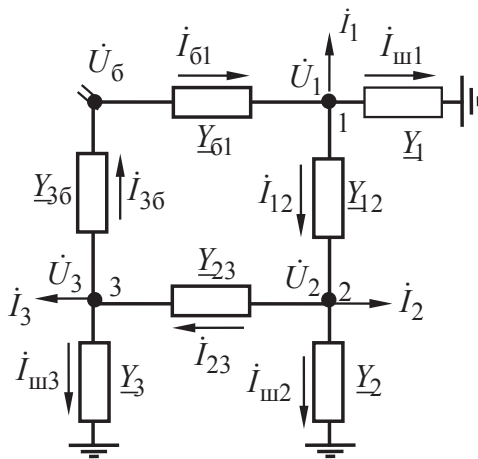


Рис. 11.14. Схема замещения сети

систем обычно предполагают, что эти узлы совпадают, в дальнейшем для простоты изложения предполагается, что базисным по напряжению и балансирующим является один и тот же  $n$ -й узел, который для краткости назван *балансирующим*,  $\dot{U}_n = \dot{U}_6$ .

Вывод системы уравнений узловых напряжений выполнен применительно к сети, схема замещения которой показана на рис. 11.14. На схеме приведены продольные проводимости

ветвей сети  $Y_{ij}$  и поперечные проводимости ветвей, которые эквивалентированы к узлам схемы сети и показаны в виде узловых шунтов  $Y_i$ . В узлах сети для удобства указаны *линейные нагрузочные токи*  $\dot{I}_i$ , которые при выводе уравнений узловых напряжений считаются известными. Кроме указанных параметров, для рассматриваемой сети задано напряжение базисного узла  $\dot{U}_6$ . На схеме указаны токи в ветвях сети  $\dot{I}_{ij}$  и токи шунтов  $\dot{I}_{шi}$  и заданы их условные направления.

Если в качестве неизвестных принять  $(n - 1)$  узловых напряжений, то установившийся режим можно описать узловыми уравнениями, вытекающими из первого закона Кирхгофа и закона Ома [3–6].

Уравнения баланса линейных токов для всех узлов сети, кроме балансирующего узла, на основе I закона Кирхгофа с учетом условного направления токов:

$$\begin{aligned}\dot{I}_1 &= \dot{I}_{61} - \dot{I}_{12} - \dot{I}_{ш1}; \\ \dot{I}_2 &= \dot{I}_{12} - \dot{I}_{23} - \dot{I}_{ш2}; \\ \dot{I}_3 &= \dot{I}_{23} - \dot{I}_{36} - \dot{I}_{ш3}.\end{aligned}\tag{11.25}$$

Теперь все неизвестные линейные токи ветвей электрической сети можно выразить через напряжения узлов и проводимости ветвей:

$$\begin{aligned}
\dot{I}_{61} &= (\dot{U}_6 - \dot{U}_1) \underline{Y}_{61}; \\
\dot{I}_{12} &= (\dot{U}_1 - \dot{U}_2) \underline{Y}_{12}; \\
\dot{I}_{23} &= (\dot{U}_2 - \dot{U}_3) \underline{Y}_{23}; \\
\dot{I}_{36} &= (\dot{U}_3 - \dot{U}_6) \underline{Y}_{36}.
\end{aligned} \tag{11.26}$$

Токи шунтов также выражаются через напряжения узлов и проводимости:

$$\begin{aligned}
\dot{I}_{ш1} &= \dot{U}_1 \underline{Y}_1; \\
\dot{I}_{ш2} &= \dot{U}_2 \underline{Y}_2; \\
\dot{I}_{ш3} &= \dot{U}_3 \underline{Y}_3.
\end{aligned} \tag{11.27}$$

При подстановке в систему уравнений (11.25) вместо токов их выражения через напряжения из (11.26) и (11.27) получено

$$\begin{aligned}
\dot{I}_1 &= (\dot{U}_6 - \dot{U}_1) \underline{Y}_{61} - (\dot{U}_1 - \dot{U}_2) \underline{Y}_{12} - \dot{U}_1 \underline{Y}_1; \\
\dot{I}_2 &= (\dot{U}_1 - \dot{U}_2) \underline{Y}_{12} - (\dot{U}_2 - \dot{U}_3) \underline{Y}_{23} - \dot{U}_2 \underline{Y}_2; \\
\dot{I}_3 &= (\dot{U}_2 - \dot{U}_3) \underline{Y}_{23} - (\dot{U}_3 - \dot{U}_6) \underline{Y}_{36} - \dot{U}_3 \underline{Y}_3.
\end{aligned} \tag{11.28}$$

После раскрытия скобок, приведения подобных и переноса неизвестных величин в левую часть уравнений, а известных — в правую получена система уравнений узловых напряжений в каноническом виде

$$\begin{aligned}
-(\underline{Y}_{61} + \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_1) \dot{U}_1 + \underline{Y}_{12} \dot{U}_2 + 0 \cdot \dot{U}_3 &= \dot{I}_1 - \dot{U}_6 \underline{Y}_{61}; \\
\underline{Y}_{12} \dot{U}_1 - (\underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_2) \dot{U}_2 + \underline{Y}_{23} \dot{U}_3 &= \dot{I}_2; \\
0 \cdot \dot{U}_1 + \underline{Y}_{23} \dot{U}_2 - (\underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{36} + \underline{Y}_3) \dot{U}_3 &= \dot{I}_3 - \dot{U}_6 \underline{Y}_{36}.
\end{aligned} \tag{11.29}$$

Сумма проводимостей всех ветвей, связанных с узлом  $i$ , включая узловую, образует *собственную проводимость узла  $i$* ,  $\underline{Y}_{ii}$ , со знаком «минус»:

$$\begin{aligned}
\underline{Y}_{11} &= -(\underline{Y}_{61} + \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_1); \\
\underline{Y}_{22} &= -(\underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_2); \\
\underline{Y}_{33} &= -(\underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{36} + \underline{Y}_3)
\end{aligned} \tag{11.30}$$

или для любого узла с номером  $i$ :

$$\underline{Y}_{ii} = -\sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik} - \underline{Y}_i. \tag{11.31}$$

Проводимости ветвей  $\underline{Y}_{ij}$ , лежащих между узлами  $i$  и  $j$  обозначены как *взаимные проводимости узлов  $i$  и  $j$* , если связь между узлами  $i$  и  $j$  отсутствует, то их взаимная проводимость  $\underline{Y}_{ij} = 0$ , как между узлами 1 и 3 в (11.29).

Система уравнений узловых напряжений после подстановки собственных и взаимных проводимостей для сети, состоящей из  $n$  узлов, включая балансирующий, имеет вид

$$\underline{Y}_{11}\dot{U}_1 + \underline{Y}_{12}\dot{U}_2 + \underline{Y}_{13}\dot{U}_3 + \dots + \underline{Y}_{1(n-1)}\dot{U}_{(n-1)} - \dot{I}_1 + \dot{U}_6\underline{Y}_{61} = 0;$$

$$\underline{Y}_{21}\dot{U}_1 + \underline{Y}_{22}\dot{U}_2 + \underline{Y}_{23}\dot{U}_3 + \dots + \underline{Y}_{2(n-1)}\dot{U}_{(n-1)} - \dot{I}_2 + \dot{U}_6\underline{Y}_{62} = 0;$$

.....

$$\underline{Y}_{(n-1)1}\dot{U}_1 + \underline{Y}_{(n-1)2}\dot{U}_2 + \underline{Y}_{(n-1)3}\dot{U}_3 + \dots + \underline{Y}_{(n-1)(n-1)}\dot{U}_{(n-1)} - \dot{I}_{(n-1)} + \dot{U}_6\underline{Y}_{6(n-1)} = 0$$

или в общем виде

$$\dot{U}_i \underline{Y}_{ii} + \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^{n-1} \dot{U}_j \underline{Y}_{ij} + \underline{Y}_{i6} \dot{U}_6 - \frac{\dot{S}_i^*}{\dot{U}_i} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, (n-1); \quad (11.32)$$

$$i, j = 1, 2, \dots, (n-1), i \neq j.$$

Система уравнений (11.32) является *системой уравнений узловых напряжений в форме баланса токов* и включает  $(n - 1)$  линейных уравнений в комплексной форме, т. е. число комплексных уравнений равно числу узлов сети без балансирующего узла.

Если выразить собственные  $\underline{Y}_{ii}$  и взаимные проводимости  $\underline{Y}_{ij}$  и напряжения узлов  $\dot{U}_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, (n-1)$  как комплексные величины, то система  $(n - 1)$  линейных комплексных УУН может быть заменена системой 2  $(n - 1)$  действительных уравнений.

*Система уравнений узловых напряжений в форме баланса мощностей* для сети, состоящей из  $(n)$  узлов, может быть получена при умножении всех слагаемых уравнения (11.32) на сопряженное напряжение соответствующего узла

$$\dot{U}_i^2 \underline{Y}_{ii} + \dot{U}_i^* \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^{n-1} \dot{U}_j \underline{Y}_{ij} + \dot{U}_i^* \underline{Y}_{i6} \dot{U}_6 - \dot{S}_i^* = 0, \quad i = 1, 2, \dots, (n-1); \quad (11.33)$$

$$i, j = 1, 2, \dots, (n-1), i \neq j.$$

### 11.3.2. Алгебраическая и тригонометрическая формы уравнений узловых напряжений

*Система уравнений узловых напряжений в прямоугольной (декартовой) системе координат [5].*

Комплексные величины напряжений, проводимостей и мощностей можно выразить в прямоугольной системе координат

$$\underline{Y}_{ii} = g_{ii} - jb_{ii}; \quad \underline{Y}_{ij} = g_{ij} + jb_{ij};$$

$$\underline{U}_i = U'_i + jU''_i; \quad \underline{S}_i = P_i + jQ_i.$$

В результате замены комплексных величин напряжений, проводимостей и мощностей через их проекции на оси комплексной плоскости в прямоугольной системе координат в уравнениях (11.33), выделения в них отдельно действительных и мнимых составляющих получены системы нелинейных уравнений двойного порядка с вещественными коэффициентами.

*Уравнения в форме баланса активных и реактивных токов:*

$$g_{ii}U'_i - b_{ii}U''_i + \sum_{j=1, j \neq i}^n (g_{ij}U'_j + b_{ij}U''_j) - \operatorname{Re} \left( \frac{\underline{S}_i^*}{U_i} \right) = 0;$$

$$b_{ii}U'_i + g_{ii}U''_i - \sum_{j=1, j \neq i}^n (b_{ij}U'_j + g_{ij}U''_j) - \operatorname{Im} \left( \frac{\underline{S}_i^*}{U_i} \right) = 0; \quad (11.34)$$

$$j = 1, 2, \dots, (n-1), \quad i \neq j.$$

*Уравнения в форме баланса активных и реактивных мощностей:*

$$g_{ii}(U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^n g_{ij}(U_i'U_j' + U_i''U_j'') - \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij}(U_i'U_j'' - U_i''U_j') - P_i = 0;$$

$$b_{ii}(U_i'^2 + U_i''^2) - \sum_{j=1, j \neq i}^n b_{ij}(U_i'U_j' + U_i''U_j'') - \sum_{j=1, j \neq i}^n g_{ij}(U_i'U_j'' - U_i''U_j') + Q_i = 0; \quad (11.35)$$

$$i, j = 1, 2, \dots, (n-1), \quad i \neq j.$$

В системах уравнений (11.34) и (11.35)  $U'_i = \{U'_1, U'_2, \dots, U'_{(n-1)}\}$  — векторы действительных и  $U''_i = \{U''_1, U''_2, \dots, U''_{(n-1)}\}$  — мнимых составляющих напряжений, относительно которых решаются данные системы нелинейных уравнений узловых напряжений.

*Система уравнений узловых напряжений в полярной системе координат (в тригонометрической форме) [5].*

Для получения тригонометрической формы записи уравнений в выражениях (11.34) и (11.35) применяется показательная форма записи комплексных напряжений узлов и проводимостей ветвей

$$\begin{aligned}\dot{U}_i &= U_i \cos \delta_i + j U_i \sin \delta_i = U_i e^{j\delta_i}, \\ \underline{Y}_{ij} &= y_{ij} e^{-j\varphi_{ij}} = y_{ij} e^{-j\left(\frac{\pi}{2} - \alpha_{ij}\right)} = y_{ij} \sin \alpha_{ij} - j y_{ij} \cos \alpha_{ij}, \\ \underline{Y}_{ii} &= y_{ii} e^{j\varphi_{ii}} = y_{ii} e^{j\left(\frac{\pi}{2} + \alpha_{ii}\right)} = -y_{ii} \sin \alpha_{ii} + j y_{ii} \cos \alpha_{ii},\end{aligned}\quad (11.36)$$

где  $i, j = 1, 2, \dots, (n-1)$ ,  $i \neq j$ ;  $\delta_i$  — фазовый угол, определяющий положение вектора напряжения  $\dot{U}_i$  по отношению к напряжению базисного узла;  $\alpha_{ij} = \arctg(g_{ij}/b_{ij})$  — дополнительный угол, показывающий долю активной составляющей в комплексной проводимости при условии, что положительная форма записи имеет вид  $\underline{Y} = g - jb$ .

Следует отметить, что при  $g_{ij} = 0 \rightarrow \alpha_{ij} = 0$ .

На рис. 11.15 приведены примеры представления вектора напряжения и проводимостей на комплексной плоскости.

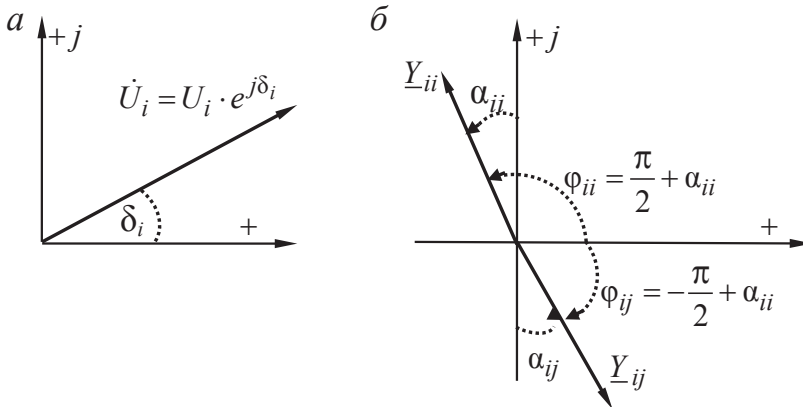


Рис. 11.15. Представление напряжений (а) и проводимостей (б) на комплексной плоскости

При подстановке (11.36) в (11.35) и выделении действительных и мнимых величин получаются уравнения узловых напряжений в форме баланса линейных токов:

$$\begin{aligned}
 U_i y_{ii} \sin(\delta_i + \alpha_{ii}) - \sum_{j=1, j \neq i}^n U_i y_{ij} \sin(\delta_j + \alpha_{ij}) - \operatorname{Re} \left( \frac{\dot{S}_i^*}{U_i} \right) &= 0; \\
 U_i y_{ii} \cos(\delta_i + \alpha_{ii}) - \sum_{j=1, j \neq i}^n U_i y_{ij} \cos(\delta_j + \alpha_{ij}) - \operatorname{Im} \left( \frac{\dot{S}_i^*}{U_i} \right) &= 0; \\
 i, j &= 1, 2, \dots, (n-1), i \neq j.
 \end{aligned}
 \tag{11.37}$$

При подстановке (11.36) в (11.36) и выделении действительных и мнимых величин получаются *уравнения узловых напряжений в форме баланса мощностей*:

$$\begin{aligned}
 U_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n U_i U_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) - P_i &= 0; \\
 U_i^2 y_{ii} \cos \alpha_{ii} - \sum_{j=1, j \neq i}^n U_i U_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) - Q_i &= 0; \\
 i, j &= 1, 2, \dots, (n-1), i \neq j
 \end{aligned}
 \tag{11.38}$$

Таким образом, переход от комплексных уравнений узловых напряжений к действительным как в форме баланса токов, так и в форме баланса мощностей приводит к увеличению в два раза размерности систем нелинейных уравнений установившегося режима.

### 11.3.3. Учет коэффициентов трансформации

Рассмотренные выше системы УУН составлены для схемы замещения электрической системы, все параметры которой приведены к одной ступени напряжения. Расчет режимов работы электрических систем, как правило, выполняется без приведения параметров схемы замещения к одной ступени напряжения, что определяет необходимость учета в уравнениях узловых напряжений коэффициентов трансформации.

На рис. 11.16 показана трансформаторная ветвь сети с параметрами  $Y_{ij}$ , приведенными к стороне высшего напряжения  $\dot{U}_i$ .

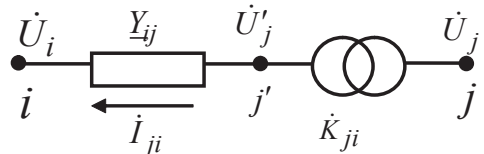


Рис. 11.16. Схема замещения трансформаторной ветви

Коэффициент трансформации определяется по формуле  $\dot{K}_{ji} = \dot{U}_j / \dot{U}_i$  и при  $\dot{U}_j > \dot{U}_i$  является величиной меньше единицы. В уравнении узловых напряжений, составленном для узла  $i$ , необходимо рассчитать напряжение узла  $\dot{U}_j$ , которое вводится значением  $\dot{U}_j = \dot{U}_i / \dot{K}_{ji}$ ,

$$\dot{U}_i^2 \underline{Y}_{ii} + \dot{U}_i \sum_{j=1, j \neq i}^{n-1} \dot{U}_j \underline{Y}_{ij} + \dot{U}_i \underline{Y}_{i0} U_0 - \dot{S}_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, (n-1).$$

В этом случае система уравнений (11.33) преобразуется к виду

$$\begin{aligned} & \dot{U}_i^2 \underline{Y}_{ii} + \dot{U}_i \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^{n-1} \dot{U}_j \underline{Y}_{ij} + \dot{U}_i \underline{Y}_{i0} U_0 - \dot{S}_i = \\ & = \dot{U}_i^2 \underline{Y}_{ii} + \dot{U}_i \sum_{\substack{j=1, \\ j \neq i}}^{n-1} \frac{U_j}{k_{ji}} \underline{Y}_{ij} + \dot{U}_i \underline{Y}_{i0} U_0 - \dot{S}_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, (n-1), \end{aligned} \quad (11.39)$$

все остальные величины в (11.39) считаются определенными на стороне высшего напряжения  $\dot{U}_i$  и не корректируются.

#### 11.3.4. Линеаризация уравнений узловых напряжений

В связи с нелинейными характеристиками уравнений узловых напряжений возможны два подхода к их решению:

- непосредственное решение исходных систем нелинейных уравнений узловых напряжений приближенными методами;
- линеаризация уравнений узловых напряжений и решение систем линеаризованных (линейных) уравнений точными или приближенными методами.

Точные (прямые) методы позволяют получить истинные значения неизвестных (корни уравнений) в результате выполнения конечного числа арифметических операций, количество которых определяется только порядком системы уравнений.

Приближенные (итерационные) методы решения уравнений узловых напряжений позволяют получить значения неизвестных лишь с любой заданной точностью. Решение получается в результате выполнения последовательности повторяющихся однотипных расчетов (итераций), число которых заранее неизвестно и зависит от скорости сходимости метода и принятых исходных приближений переменных.

При этом количество арифметических операций определяется как порядком (размером) системы уравнений, так и числом итераций, за которые сходится итерационный процесс.

Основным требованием, предъявляемым к методам решения уравнений узловых напряжений на ЭВМ, является обеспечение надежности получения решений при сравнительно небольших затратах машинного времени и объема памяти.

В силу нелинейности уравнений узловых напряжений их решение относительно переменных  $\dot{U}_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, (n-1)$  при различных вычислительных схемах может быть получено только итерационно по следующему рекуррентному выражению

$$\dot{U}_i^{(k+1)} = \dot{U}_i^{(k)} + \psi(\dot{U}_i^{(k)}) = \dot{U}_i^{(k)} + \Delta \dot{U}_i^{(k+1)} = \varphi(\dot{U}_i^{(k)}), \quad i = 1, 2, \dots, (n-1), \quad (11.40)$$

где  $\psi(\dot{U}_i^{(k)})$  — функция изменения переменных на  $k$ -й итерации.

Способ построения  $\psi(\dot{U}_i^{(k)})$  и, следовательно, получения поправок переменных  $\Delta \dot{U}_i^{(k+1)}$  полностью определяет разновидность итерационного процесса. Суть их одна — начиная с некоторого вектора переменных  $\dot{U}_i^{(k)}$ ,  $i = 1, 2, \dots, (n-1)$ , называемого начальным (исходным) приближением, изменить на величину поправок  $\Delta \dot{U}_i^{(k+1)}$  значения его составляющих в направлении решения  $\dot{U}_i^{(k)}$ . При этом точное решение систем нелинейных уравнений можно получить лишь теоретически как результат бесконечного итерационного процесса.

При успешной сходимости итерационного процесса расчета установившегося режима критерием окончания итерационного процесса является достижение требуемой точности по модулям и углам напряжений всех узлов  $i = 1, 2, \dots, (n-1)$ , сети.

Если  $\xi$  и  $\gamma$  — требуемые параметры точности вычисления модуля и угла напряжения узла  $\dot{U}_i^{(k)}$ ,  $i = 1, 2, \dots, (n-1)$ , а  $n$  — число узлов в сети, включая балансирующий, то итерационный процесс можно закончить, если выполняются условия (11.1) и (11.2).

Снижение допустимых значений  $\xi$  и  $\gamma$  приводит к увеличению точности решения уравнений узловых напряжений, одновременно за счет роста числа итераций увеличивается продолжительность расчетов.

Решение систем нелинейных уравнений, описывающих установившиеся режимы, представляет наиболее трудоемкую часть алгоритмов расчета параметров режима. Нахождение их решения путем последовательного приближения к решению может быть выполнено с помо-



щью различных итерационных процедур, определяемых множеством способов реализации функций  $\psi(\dot{U}_i^{(k)})$ .

Для получения соответствующих рекуррентных выражений можно использовать разложение УУН в ряд Тейлора с выбором нескольких членов разложения, например трех:

$$\omega_i(\dot{U}) \approx \omega_i(\dot{U}^{(0)}) + \sum_{j=1}^n \frac{\partial \omega_i}{\partial U_j} \Delta U_j + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=1}^n \frac{\partial^2 \omega_i}{\partial U_j \partial U_i} \Delta U_j \Delta U_i = 0, \quad (11.41)$$

$$i = 1, 2, \dots, (n-1),$$

где обобщенные  $n$ -мерные векторы переменных  $\dot{U}_i$  и поправок переменных  $\Delta \dot{U}_i$  включают компоненты  $U_i'$ ,  $U_i''$  и  $\Delta U_i'$ ,  $\Delta U_i''$  в прямоугольной системе координат или  $U_i$ ,  $\delta_i$  и  $\Delta U_i$ ,  $\Delta \delta_i$  в полярной системе координат уравнений узловых напряжений. В зависимости от числа членов разложения Тейлора, порядка производных функций небалансов и построения рекуррентного выражения итерационного процесса решения УУН различают *методы нулевого, первого и второго порядков*.

*Методы нулевого порядка* получаются при использовании в разложении только нулевых (начальных) членов, не содержащих производных, что соответствует точечной аппроксимации уравнений узловых напряжений. В данном случае реализуется итерационная процедура применительно к системе уравнений узловых напряжений в форме баланса токов. В практических алгоритмах наиболее часто реализуется метод *Зейделя*.

Следует отметить, что нелинейность, присущая уравнениям узловых напряжений в форме баланса мощностей, не позволяет найти решение методами нулевого порядка и требуется реализация методов первого и второго порядка. В практических алгоритмах расчета установившихся режимов электрических сетей наиболее часто используется большой класс *ньютоновских и градиентных* методов.

#### 11.4. Метод контурных уравнений

Метод контурных уравнений предназначен для расчета параметров установившихся режимов сложноразветвленных электрических сетей. Суть метода заключается в составлении и решении системы контур-

ных уравнений и определении на их основе параметров режима. Система контурных уравнений может быть записана в форме токов или мощностей. Число независимых контурных уравнений соответствует числу независимых контуров схемы.

Составление контурных уравнений основано на использовании I и II законов Кирхгофа и элементов теории графов [4, 5, 6].

### 11.4.1. Элементы теории графов

Схема электрической сети, состоящая из линий электропередачи, трансформаторов, нагрузок и других элементов, может быть представлена в понятиях теории графов. Использование таких понятий полезно при составлении и решении систем уравнений, описывающих установившиеся режимы электрической системы.

При описании конфигурации электрической сети используются понятия вершин, ветвей, графа, дерева и хорд схемы. Узел сети именуется *вершиной*; элемент электрической сети, находящийся между узлами, называется *ветвью*. Совокупность ветвей и вершин, соединенных в соответствии с конфигурацией электрической сети, образует *граф сети*. Граф сети может быть ориентированным, если задать условное направление каждой ветви, в этом случае граф сети называют *направленным графом*.

Граф сети, описывающий ее конфигурацию, включает дерево сети и хорды. Под *деревом сети* понимается разомкнутый граф, в котором все вершины имеют связь по ветвям с балансирующим узлом; ветви, не входящие в дерево сети, но принадлежащие графу сети и дополняющие разомкнутый граф (дерево) до замкнутого, называются *хордами*. Каждая хорда замыкает независимый контур графа сети, таким образом, число хорд в графе сети соответствует числу независимых контуров. При задании направления обхода контуров достаточно задать направления в хордах. На рис. 11.17, *а* показана схема электрической сети, состоящая из семи узлов, один из которых (узел 1) балансирующий. Граф сети, соответствующий этой электрической схеме, показан на рис. 11.17, *б*. Однотипные элементы электрической сети, включенные параллельно, представляются в графе сети одной ветвью; таким образом, граф сети состоит из  $n$  вершин и  $m$  ветвей,  $n = 7$ ,  $m = 9$ .

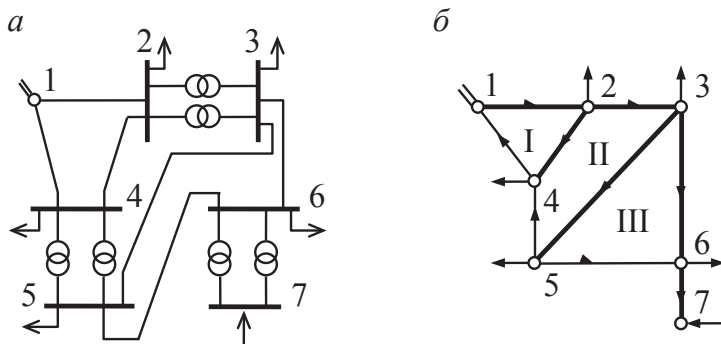


Рис. 11.17. Построение графа электрической сети:

а — исходная схема; б — граф

На рис. 11.17, б выделено жирными линиями дерево сети, ветви 1–4, 4–5, 5–6 являются хордами. При замыкании поочередно хорд можно получить независимые контуры графа сети. Хорда 1–4 замыкает контур I, состоящий из ветвей дерева 1–2 и 2–4 и хорды 1–4; хорда 4–5 замыкает контур 4–2–3–5–4 (контур II), а хорда 5–6 замыкает контур 5–3–6–5 (контур III). Ветвь 6–7 входит в дерево сети, но не входит в контуры, так как принадлежит разомкнутой части схемы. Направления обхода контуров задают направления в хордах. Число независимых контуров  $k$  (число хорд) определяется в зависимости от числа узлов  $n$ , без учета балансирующего узла, и числа линий  $m$ :

$$k = m - (n - 1). \quad (11.42)$$

#### 11.4.2. Вывод контурных уравнений в форме токов

Вывод контурных уравнений приведен для сети, граф которой приведен на рис. 11.18. В графе сети показаны дерево сети (выделено жирными линиями) и хорды (ветви б–1 и 1–2). Число узлов в графе сети  $n = 4$ , число линий  $m = 5$ , число независимых контуров  $k = m - (n - 1) = 2$ .

Для записи контурных уравнений следует задать условные направления токов в ветвях сети и условные положительные направления обхода контуров. Для этого, как указано выше, достаточно задать условные положительные направления токов в хордах (токи  $\dot{I}_{61}$  и  $\dot{I}_{12}$ ), тогда условные положительные направления обхода контуров I и II совпа-

дают с соответствующими условными направлениями токов в хордах. При этом токи в хордах  $\dot{I}_{61}$  и  $\dot{I}_{12}$  являются контурными токами соответственно I контура —  $\dot{I}_I = \dot{I}_{61}$  и II контура —  $\dot{I}_{II} = \dot{I}_{12}$ .

Для записи I закона Кирхгофа с учетом условного направления токов схемы требуется выразить токи всех ветвей графа через контурные токи  $\dot{I}_I$ ,  $\dot{I}_{II}$  и токи нагрузок  $\dot{I}_1$ ,  $\dot{I}_2$ ,  $\dot{I}_3$ :

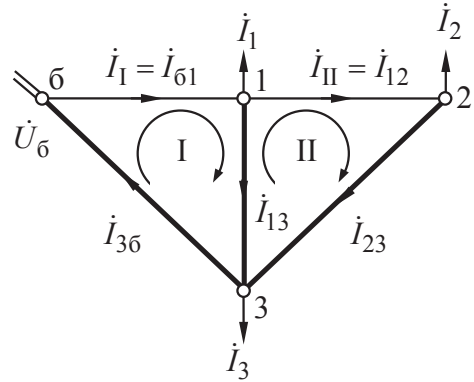


Рис. 11.18. Схема электрической сети

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_{61} &= \dot{I}_I; \\
 \dot{I}_{12} &= \dot{I}_{II}; \\
 \dot{I}_{13} &= \dot{I}_I - \dot{I}_{II} - \dot{I}_1; \\
 \dot{I}_{23} &= \dot{I}_{II} - \dot{I}_2; \\
 \dot{I}_{36} &= \dot{I}_I - \dot{I}_I - \dot{I}_2 - \dot{I}_3.
 \end{aligned} \tag{11.43}$$

Для контуров I и II можно записать II закон Кирхгофа:

$$\begin{aligned}
 \sqrt{3}\dot{I}_{61}Z_{61} + \sqrt{3}\dot{I}_{13}Z_{13} + \sqrt{3}\dot{I}_{36}Z_{36} &= 0; \\
 \sqrt{3}\dot{I}_{12}Z_{12} + \sqrt{3}\dot{I}_{23}Z_{23} - \sqrt{3}\dot{I}_{13}Z_{31} &= 0.
 \end{aligned} \tag{11.44}$$

Далее удобно сократить сомножитель  $\sqrt{3}$ , который присутствует во всех членах системы уравнений (11.44), тогда система примет вид

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_{61}Z_{61} + \dot{I}_{13}Z_{13} + \dot{I}_{36}Z_{36} &= 0; \\
 \dot{I}_{12}Z_{12} + \dot{I}_{23}Z_{23} - \dot{I}_{13}Z_{31} &= 0.
 \end{aligned} \tag{11.45}$$

При подстановке в (11.45) значений токов ветвей, выраженных через контурные и нагрузочные токи (11.43), получаются уравнения

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_I Z_{61} + (\dot{I}_I - \dot{I}_{II} - \dot{I}_1) Z_{31} + (\dot{I}_I - \dot{I}_I - \dot{I}_2 - \dot{I}_3) Z_{36} &= 0; \\
 \dot{I}_{II} Z_{12} + (\dot{I}_{II} - \dot{I}_2) Z_{23} - (\dot{I}_I - \dot{I}_{II} - \dot{I}_1) Z_{31} &= 0.
 \end{aligned}$$



### 11.4.3. Правило записи контурных уравнений на основе теории графов

Система контурных уравнений может быть записана без вывода с использованием элементов теории графов. Следует напомнить, что в качестве отметить, что правило записи контурных уравнений с использованием элементов теории графов существенно упрощает процесс составления контурных уравнений, так как не требует их вывода. Этот эффект особенно проявляется при составлении системы уравнений для схем большой размерности.

Правило записи контурных уравнений содержит следующие основные этапы.

1. Составляется граф электрической сети с выделением дерева сети и хорд.

2. Определяются независимые контуры и число независимых контурных уравнений в соответствии с числом хорд в сети.

3. Выбираются направления обхода контуров заданием направлений контурных токов, протекающих в хордах.

4. Вычисляются собственные сопротивления контуров как сумма сопротивлений всех ветвей в каждом контуре. Знак собственного сопротивления контура всегда положительный.

5. Определяются знаки и значения взаимных сопротивлений контуров; значение равно сумме сопротивлений ветвей, входящих одновременно в два соседних контура, знак выбирается положительным при совпадении контурных токов этих двух контуров в общих ветвях и отрицательным — при встречном направлении контурных токов.

6. Контурное уравнение для каждого контура включает: собственный контурный ток, умноженный на его собственное сопротивление; контурные токи соседних контуров, умноженные на взаимные сопротивления данного контура с соседними с соответствующими знаками; свободный член каждого уравнения.

Для получения свободного члена каждого уравнения следует мысленно разорвать хорды и проследить путь протекания нагрузочных токов от базисного узла к узлу нагрузки по ветвям дерева сети.

В формировании свободного члена каждого контура участвуют только те нагрузочные токи, которые протекают по ветвям дерева данного контура. Если направление нагрузочного тока совпадает с направлением обхода контура, то этот ток включается в свободный член со знаком плюс, если не совпадает — со знаком минус. В том и другом слу-

чае нагрузочный ток умножается на суммарное сопротивление ветвей дерева, входящих в данный контур, по которым он протекает.

7. Правая часть контурных уравнений — нули.

Рассмотрим запись контурных уравнений для сети, показанной на рис. 11.18.

1. Выделение графа сети, дерева сети и хорд. Граф сети включает дерево (ветви б–3, 3–1 и 2–3) и хорды (б–1, 1–2).

2. Число независимых уравнений (число хорд) равно двум.

3. Направление обхода контуров задано направлением токов хорд и контурных токов  $\dot{I}_I$  (хорда б–1) и  $\dot{I}_{II}$  (хорда 1–2).

4. Собственные сопротивления контуров

$$\underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{61} + \underline{Z}_{31} + \underline{Z}_{36}; \quad \underline{Z}_{III} = \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}.$$

5. Взаимное сопротивление контуров имеет знак минус, так как направление обхода контуров не совпадает

$$\underline{Z}_{I II} = \underline{Z}_{II I} = -\underline{Z}_{31}.$$

6. Контурные уравнения имеют вид

$$\begin{aligned} \dot{I}_I \underline{Z}_{II} + \dot{I}_{II} \underline{Z}_{I II} + \dot{A}_I &= 0; \\ \dot{I}_I \underline{Z}_{III} + \dot{I}_{II} \underline{Z}_{II II} + \dot{A}_2 &= 0. \end{aligned}$$

Свободные члены  $\dot{A}_I$  и  $\dot{A}_2$  формируются при размыкании хорд сети б–1 и 1–2 и анализе протекания токов по дереву графа сети.

*Формирование свободного члена первого контурного уравнения  $\dot{A}_I$ .*

При разомкнутых хордах ток узла 3  $\dot{I}_3$  от базисного узла протекает по ветви дерева б–3, принадлежащей I контуру, и его направление встречно обходу контура I. Поэтому свободный член  $\dot{A}_I$  содержит нагрузочный ток  $\dot{I}_3$ , умноженный на сопротивление ветви  $\underline{Z}_{63}$ , со знаком минус. Затем следует учесть, что по ветви б–3 дерева, принадлежащей I контуру, протекает против направления обхода I контура нагрузочный ток  $\dot{I}_2$ , поэтому свободный член  $\dot{A}_I$  содержит нагрузочный ток  $\dot{I}_2$ , умноженный на сопротивление ветви  $\underline{Z}_{63}$  со знаком минус. Кроме того, по ветвям дерева б–3 и 3–1, принадлежащим I контуру, против направления обхода I контура протекает ток  $\dot{I}_1$ , поэтому свободный член

$\dot{A}_1$  содержит нагрузочный ток  $\dot{I}_1$ , умноженный на сумму сопротивлений ветвей  $\underline{Z}_{63} + \underline{Z}_{31}$  со знаком минус. Таким образом,

$$\dot{A}_1 = -\dot{I}_3 \underline{Z}_{63} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{63} - \dot{I}_1 (\underline{Z}_{63} + \underline{Z}_{31}).$$

*Формирование свободного члена второго контурного уравнения  $\dot{A}_2$ .*

Свободный член второго уравнения содержит ток  $\dot{I}_1$ , протекающий по ветви 1–3 II контура и совпадающий с направлением его обхода, и  $\dot{I}_2$ , протекающий против направления обхода контура по ветви 2–3, принадлежащей II контуру. Ток  $\dot{I}_3$  не протекает по ветвям дерева II контура и, следовательно, не участвует в формировании свободного второго уравнения. Тогда

$$\dot{A}_2 = \dot{I}_1 \underline{Z}_{31} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{23}.$$

Теперь контурные уравнения можно записать в полном виде:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 \underline{Z}_{11} + \dot{I}_{II} \underline{Z}_{1II} - \dot{I}_3 \underline{Z}_{63} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{63} - \dot{I}_1 (\underline{Z}_{63} + \underline{Z}_{31}) &= 0; \\ \dot{I}_1 \underline{Z}_{1II} + \dot{I}_{II} \underline{Z}_{1II} + \dot{I}_1 \underline{Z}_{31} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{23} &= 0. \end{aligned} \quad (11.49)$$

Если систему уравнений (11.49) сопоставить с (11.47), то можно убедиться, что они полностью совпадают.

#### 11.4.4. Контурные уравнения в форме мощностей

Расчет параметров установившегося режима на основе контурных уравнений иногда удобнее производить в мощностях. С этой целью контурные уравнения в форме токов можно преобразовать в уравнения в форме мощностей. Такое преобразование системы контурных уравнений рассмотрено для сети, приведенной на рис. 11.18 и 11.19.

Для получения системы контурных уравнений в мощностях требуется сделать допущение о равенстве напряжений всех узлов, пусть  $\dot{U}_1 = \dot{U}_2 = \dot{U}_3 = \dot{U}$ .

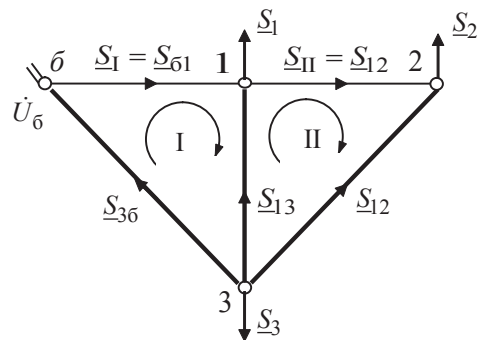


Рис. 11.19. Схема замещения сети



Теперь, если умножить каждый член системы контурных уравнений в форме токов (11.49) на сопряженное напряжение  $\bar{U}\sqrt{3}$ , тогда

$$U\sqrt{3}\left[\dot{I}_I\underline{Z}_{II}+\dot{I}_{II}\underline{Z}_{I\,II}-\dot{I}_1(\underline{Z}_{3I}+\underline{Z}_{36})-\dot{I}_2\underline{Z}_{36}-\dot{I}_3\underline{Z}_{36}\right]=0;$$

$$U\sqrt{3}\left[\dot{I}_I\underline{Z}_{III}+\dot{I}_{II}\underline{Z}_{III}+\dot{I}_I\underline{Z}_{31}-\dot{I}_I\underline{Z}_{23}\right]=0.$$

Далее, раскрыв скобки, можно записать контурные уравнения для сопряженных мощностей, учитывая, что  $S^* = \sqrt{3}IU^*$ :

$$\begin{aligned} S_1 \underline{Z}_{11} + S_{II} \underline{Z}_{1II} - S_1 (\underline{Z}_{31} + \underline{Z}_{36}) - S_2 \underline{Z}_{36} - S_3 \underline{Z}_{36} &= 0; \\ S_1 \underline{Z}_{III1} + S_{II} \underline{Z}_{III1} + S_1 \underline{Z}_{31} - S_2 \underline{Z}_{23} &= 0. \end{aligned} \quad (11.50),$$

Правила действий с комплексными числами позволяют заменить  $\overset{*}{S}$  на  $\underline{S}$  при замене прямых сопротивлений  $\underline{Z}$  на сопряженные  $\bar{Z}$ , тогда система (11.50), примет вид

$$\begin{aligned} \underline{S}_1 \hat{Z}_{11} + \underline{S}_{11} \hat{Z}_{111} - \underline{S}_1 (\hat{Z}_{31} + \hat{Z}_{36}) - \underline{S}_2 \hat{Z}_{36} - \underline{S}_3 \hat{Z}_{36} &= 0; \\ \underline{S}_1 \hat{Z}_{111} + \underline{S}_{11} \hat{Z}_{111} + \underline{S}_1 \hat{Z}_{31} - \underline{S}_2 \hat{Z}_{23} &= 0. \end{aligned} \quad (11.51)$$

Для сети, состоящей из  $k$  независимых контуров, система контурных уравнений в мощностях имеет вид:

[illegible]

Система контурных уравнений в мощностях (11.52) получена с *допущением о равенстве напряжений всех узлов*, решение этой системы позволяет определить распределение потоков в сети *без учета потерь мощности*.

#### 11.4.5. Контурные уравнения для однородной сети

В однородной сети, как указано в (10.9), для всех участков сети  $i, j = 1, 2, 3, \dots, n; i \neq j$  отношения  $R_{ij}/X_{ij} = \text{const}$ . С учетом соотношения (10.11) для  $\ell^9$  - эквивалентной длины участка  $ij$ , действительная

длина которого  $\ell_{ij}$  и  $n_{ij}$  — число параллельных линий на участке ( $\ell_{ij}^3 = \ell_{ij} / n_{ij}$ ), в системе уравнений (11.52) можно выполнить замену полных сопротивлений произведением удельных сопротивлений на эквивалентные длины:

$$\underline{Z}_{ij} = (r_0 + jx_0)l_{ij}^3. \quad (11.53)$$

Если в системе контурных уравнений (11.52) выполнить замену комплексных сопротивлений с учетом (11.53), то получится система контурных уравнений, в которой вместо сопротивлений используются эквивалентные длины.

Таким образом система контурных уравнений для однородной сети имеет вид:

$$\begin{aligned} \underline{S}_I \ell_{I1}^3 + \underline{S}_{II} \ell_{II1}^3 - \underline{S}_I (\ell_{31}^3 + \ell_{36}^3) - \underline{S}_2 \ell_{36}^3 - \underline{S}_3 \ell_{36}^3 &= 0; \\ \underline{S}_I \ell_{II1}^3 + \underline{S}_{II} \ell_{II1}^3 + \underline{S}_I \ell_{31}^3 - \underline{S}_2 \ell_{23}^3 &= 0. \end{aligned} \quad (11.54)$$

Заменив полную мощность через составляющие  $\underline{S} = P + jQ$ , можно получить отдельные системы контурных уравнений для активных и реактивных мощностей:

$$\begin{aligned} P_I \ell_{I1}^3 + P_{II} \ell_{II1}^3 - P_I (\ell_{31}^3 + \ell_{36}^3) - P_2 \ell_{36}^3 - P_3 \ell_{36}^3 &= 0; \\ P_I \ell_{II1}^3 + P_{II} \ell_{II1}^3 + P_I \ell_{31}^3 - P_2 \ell_{23}^3 &= 0. \end{aligned} \quad (11.55)$$

$$\begin{aligned} Q_I \ell_{I1}^3 + Q_{II} \ell_{II1}^3 - Q_I (\ell_{31}^3 + \ell_{36}^3) - Q_2 \ell_{36}^3 - Q_3 \ell_{36}^3 &= 0; \\ Q_I \ell_{II1}^3 + Q_{II} \ell_{II1}^3 + Q_I \ell_{31}^3 - Q_2 \ell_{23}^3 &= 0. \end{aligned} \quad (11.56)$$

Системы уравнений (11.54) и (11.55) независимы между собой, что является следствием того, что в однородной сети независимое распределение потоков активных и реактивных мощностей.

## 11.5. Метод коэффициентов распределения

Метод коэффициентов распределения предназначен для расчета установившихся режимов электрических сетей, для которых справедлив принцип наложения. Метод требует предварительного определе-

ния коэффициентов распределения сети, которые изменяются при изменении схемы замещения сети или ее параметров, и поэтому метод эффективен при многочисленных расчетах установившихся режимов сети с неизменной схемой замещения и меняющимися нагрузками узлов. Метод основан на использовании принципа наложения и поэтому при расчете реальных электрических сетей требует предварительного учета шунтов схемы замещения в виде дополнительных нагрузок узлов [3, 5, 6].

### 11.5.1. Содержание метода коэффициентов распределения

Метод основан на понятии коэффициента распределения  $w_{qi}$  — доли участия нагрузки узла  $i$  в токе или потоке мощности ветви  $q$  схемы сети.

В общем виде коэффициент распределения является комплексной величиной

$$\underline{w}_{qi} = \alpha_{qi} + j\beta_{qi}, \quad (11.57)$$

а совокупность коэффициентов образует матрицу  $\underline{W}$ . Матрица коэффициентов распределения  $\underline{W}$  — прямоугольная с числом строк  $m$ , соответствующим числу ветвей схемы замещения сети, и числом столбцов  $n$ , равным числу узлов сети без балансирующего.

Если электрическая сеть состоит из  $m$  ветвей и  $n$  узлов без балансирующего узла, тогда матрица коэффициентов распределения  $\underline{W}$  имеет вид

$$\underline{W} = \begin{bmatrix} \underline{w}_{11} & \underline{w}_{12} & \cdots & \underline{w}_{1i} & \cdots & \underline{w}_{1n} \\ \underline{w}_{21} & \underline{w}_{22} & \cdots & \underline{w}_{2i} & \cdots & \underline{w}_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \underline{w}_{q1} & \underline{w}_{q2} & \cdots & \underline{w}_{qi} & \cdots & \underline{w}_{qn} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \underline{w}_{m1} & \underline{w}_{m2} & \cdots & \underline{w}_{mi} & \cdots & \underline{w}_{mn} \end{bmatrix} \quad (11.58)$$

Ток  $\dot{J}_q$  в ветви  $q$  может быть представлен в виде линейной комбинации нагрузочных токов  $\dot{I}_i$ :

$$\dot{J}_q = \sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{w}_{qi}, \quad q = 1, 2, \dots, m. \quad (11.59)$$

Если представить нагрузочный  $\dot{I}_i$  ток и ток ветви  $\dot{J}_q$  в комплексной форме:

$$\dot{I}_i = I_{ai} - jI_{pi};$$

$$\dot{J}_q = J_{aq} - jJ_{pq},$$

то можно получить выражения для векторов токов  $\dot{J}_q$  ветвей  $q = 1, 2, \dots, m$  и их активных  $J_{aq}$  и реактивных  $J_{pq}$  проекций:

$$\dot{J}_q = \sum_{i=1}^n (I_{ai}\alpha_{qi} + I_{pi}\beta_{qi}) - j \sum_{i=1}^n (I_{pi}\alpha_{qi} - I_{ai}\beta_{qi}); \quad (11.60)$$

$$\dot{J}_{aq} = \sum_{i=1}^n (I_{ai}\alpha_{qi} + I_{pi}\beta_{qi}); \quad (11.61)$$

$$\dot{J}_{pq} = \sum_{i=1}^n (I_{pi}\alpha_{qi} - I_{ai}\beta_{qi}). \quad (11.62)$$

Векторы токов ветвей  $\vec{\dot{J}}$  и токов нагрузок  $\vec{\dot{I}}$  для электрической сети, состоящей из  $m$  ветвей и  $n$  узлов без балансирующего узла имеют вид

$$\vec{\dot{J}} = \begin{bmatrix} \dot{J}_1 \\ \dot{J}_2 \\ \vdots \\ \dot{J}_q \\ \vdots \\ \dot{J}_m \end{bmatrix}; \quad \vec{\dot{I}} = \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_i \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix}$$

Связь (11.59) векторов токов ветвей  $\vec{\dot{J}}$  и токов нагрузок  $\vec{\dot{I}}$  может быть представлена в матричной форме

$$\vec{\dot{J}} = \underline{W} \cdot \vec{\dot{I}} \quad (11.63)$$

Решение системы (11.63) позволяет определить распределение токов в сети и, следовательно, рассчитать параметры установившегося режима.

При необходимости расчета потоков мощности с помощью коэффициентов распределения, последние условно принимаются неизменными, в пределах ветвей схемы замещения сети, т. е. выполняется определение распределения потоков мощности без учета потерь мощности в сопротивлениях ветвей сети.

Если представить трехфазную мощность сети переменного тока в зависимости от линейных тока и напряжения в виде

$$\underline{S} = \underline{\dot{U}} \dot{I}^* = P + jQ,$$

то нагрузочная мощность узла  $i$  может быть записана как

$$\underline{S}_i = U \dot{I}_i^* = U I_{ai} + j U I_{pi} = P_i + j Q_i, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (11.64)$$

а потоки мощностей в ветвях сети

$$\underline{S}_q = U \dot{J}_q^* = U J_{aq} + j U J_{pq} = P_q + j Q_q. \quad (11.65)$$

На основе выражения (11.59) и при дополнительном допущении о равенстве напряжений всех узлов ( $\dot{U}_i = U, i = 1, 2, \dots, n$ ) путем несложного преобразования можно получить потоки мощности  $\underline{S}_q$  в ветвях  $i = 1, 2, \dots, m$  в виде линейной комбинации нагрузочных мощностей  $\underline{S}_i$  узлов  $i = 1, 2, \dots, n$ :

$$\underline{S}_q = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i \hat{w}_{qi}, \quad (11.66)$$

где  $\hat{w}_{qi}$  — сопряженный коэффициент распределения.

При подстановке в (11.66) выражений для мощностей (11.64) и (11.65) и коэффициента распределения (11.57) можно получить выражения для полных потоков мощностей  $\underline{S}_q$  в ветвях  $q = 1, 2, \dots, m$ :

$$\underline{S}_q = \sum_{i=1}^n (P_i \alpha_{qi} + Q_i \beta_{qi}) + j \sum_{i=1}^n (Q_i \alpha_{qi} - P_i \beta_{qi}). \quad (11.67)$$

С учетом того, что  $\underline{S}_q = P_q + j Q_q$  из (11.67) можно найти выражения для активных  $P_q$  и реактивных  $Q_q$  потоков мощностей в ветвях  $q = 1, 2, \dots, m$ :

$$P_q = \sum_{i=1}^n (P_i \alpha_{qi} + Q_i \beta_{qi}); \quad (11.68)$$

$$Q_q = \sum_{i=1}^n (Q_i \alpha_{qi} - P_i \beta_{qi}). \quad (11.69)$$

*Обратите внимание на парадокс!* При отсутствии реактивных мощностей узлов ( $Q_i = 0$ ) по ветвям  $q$  протекает реактивная мощность  $Q_q \neq 0$ , и при  $P_i = 0, P_q \neq 0$ . Эта ситуация является следствием неоднородности сети, вызывающей уравнительные круговые токи в ее контурах.

### 11.5.2. Определение коэффициентов распределения

Коэффициенты распределения, показывающие связь токов (потоков мощностей) в ветвях сети с нагрузочными токами (потоками мощностей), как указано в (11.58) образуют прямоугольную матрицу  $\underline{W}$  размера  $(n \times m)$ , где  $n$  — число столбцов, соответствует числу узлов сети без балансирующего узла, а  $m$  — число строк, равное числу ветвей сети. Величины коэффициентов распределения  $w_{qi}$  зависят только от параметров схемы замещения сети и не зависят от нагрузок узлов.

Для определения коэффициентов распределения необходимо предварительно задать условное направление токов в ветвях сети. Знаки коэффициентов распределения определяются по отношению к заданному условному направлению токов  $\dot{J}_q$  в ветвях сети. Величина коэффициента распределения  $w_{qi}$  равна доле единичного тока ( $\dot{I}_i = 1$ ) узла  $i$  в ветви  $q$  при равенстве нулю всех остальных узловых нагрузочных токов. Для расчета  $i$ -го столбца значений коэффициентов распределения необходимо найти токи во всех  $q = 1, 2, \dots, m$  ветвях сети.

Для определения остальных столбцов матрицы коэффициентов распределения  $\underline{W}$  необходимо поочередно приложить единичные токи во всех узлах сети  $i = 1, 2, \dots, n$ .

Как уже было отмечено, в общем случае коэффициенты распределения — комплексные (11.57), поэтому при расчете сетей иногда матрицу комплексных коэффициентов  $\underline{W}$  заменяют двумя матрицами  $\alpha$  и  $\beta$ , и отдельно вычисляют вещественные и мнимые части коэффициентов распределения.

Для однородной сети коэффициенты распределения — вещественные величины, причем модуль  $w_{ij} \leq 1$ . Следует заметить, что зачастую при расчете неоднородных сетей на начальном этапе делается допущение об их однородности и начальное распределение токов (потоков) производится по вещественным коэффициентам распределения.

Далее рассмотрен пример расчета коэффициентов распределения токов в однородной сети, схема замещения сети с эквивалентными токами нагрузок показана на рис. 11.20. На схеме пронумерованы ветви и заданы условные направления токов ветвей  $\dot{J}_q$ ,  $q = 1, 2, \dots, 5$ . Токи нагрузок  $\dot{I}_i$  узлов  $i = 1, 2, 3$  указаны в кА, сопротивления в Ом.

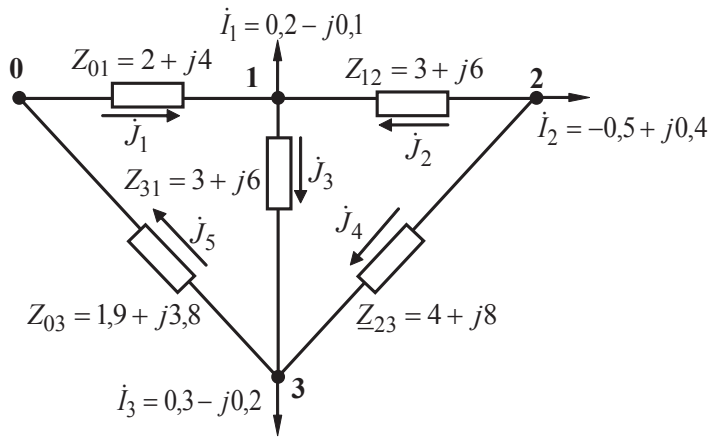


Рис. 11.20. Схема замещения сети

Для определения столбцов матрицы коэффициентов распределения  $W$  поочередно прикладываются к узлам единичные токи.

Коэффициенты первого столбца матрицы определяются при  $\dot{I}_1 = 1$  ( $\dot{I}_2 = 0, \dot{I}_3 = 0$ ). В связи с однородностью сети расчет токов выполняется по активным сопротивлениям, направления токов в ветвях при нагрузочном токе  $\dot{I}_1 = 1$  показаны на рис. 11.21, а.

Для определения токов выполняется последовательное преобразование схемы сети с определением сопротивлений, Ом.

Полное эквивалентное сопротивление  $R_{31}^\Sigma$  участка 1–3 определяется при параллельном сложении сопротивлений  $R_{31}$  с суммой сопротивлений  $R_{12}$  и  $R_{23}$  (рис. 11.21, б):

$$R_{31}^\Sigma = \frac{(R_{12} + R_{23})R_{31}}{R_{12} + R_{23} + R_{31}} = \frac{(3 + 4)3}{3 + 4 + 3} = 2,1.$$

Эквивалентное сопротивление  $R_{031}$  участка 0–3–1 (рис. 11.21, в):

$$R_{031} = R_{31}^\Sigma + R_{03} = 2,1 + 1,9 = 4.$$

Эквивалентное сопротивление от базисного узла до узла 1  $R_0$  определяется при параллельном сложении сопротивлений  $R_{01}$  и  $R_{031}$  (рис. 11.21, г):

$$R_0 = \frac{R_{01}R_{031}}{R_{01} + R_{031}} = \frac{4 \cdot 2}{4 + 2} = 1,333.$$

Токи (кА) на участках 0–1 и 0–3–1 распределяются обратно пропорционально сопротивлениям участков сети, как показано на рис. 11.21, *в*:

$$j_1 = i_1 \frac{R_3}{R_{01}} = \frac{1 \cdot 1,333}{2} = 0,667;$$

$$j_{031} = i_1 \frac{R_3}{R_{031}} = \frac{1 \cdot 1,333}{4} = 0,333.$$

Далее выполняется обратный переход к схеме, показанной на рис. 11.21, *б*,

$$j_5 = j_{031} = j_{31}^{\Sigma} = 0,333.$$

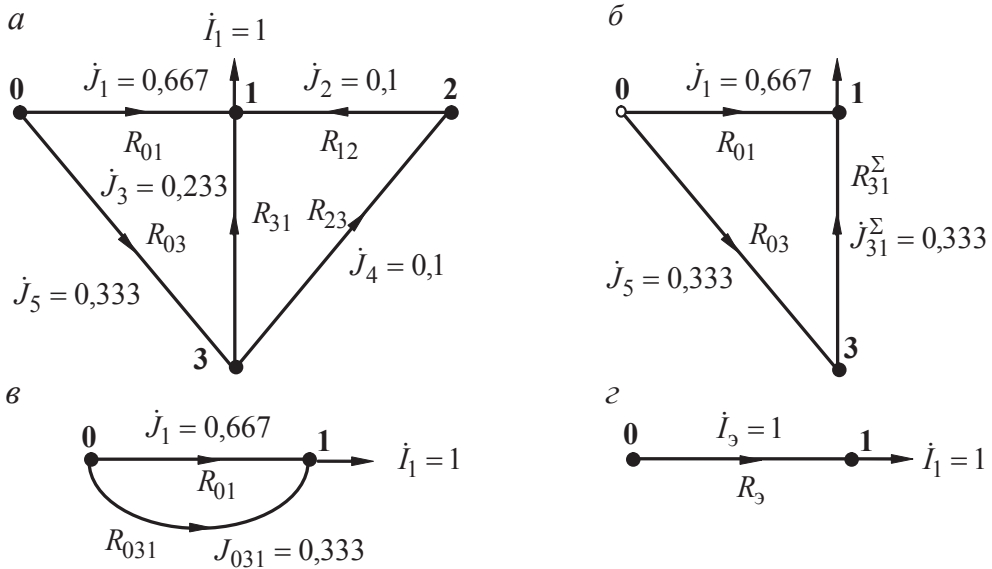


Рис. 11.21. Расчет первого столбца коэффициентов:

*a* — исходная; *б*, *в*, *г* — эквивалентные схемы

Возвращение к исходной схеме (рис. 11.21, *a*):

$$j_3 = j_{31}^{\Sigma} \frac{R_{31}^{\Sigma}}{R_{31}} = \frac{0,333 \cdot 2,1}{3} = 0,233;$$

$$j_2 = j_4 = j_{31}^{\Sigma} \frac{R_{31}^{\Sigma}}{R_{12} + R_{23}} = \frac{0,333 \cdot 2,1}{7} = 0,1.$$



Теперь, при сопоставлении условных направлений токов (рис. 11.20) и действительных (рис. 11.21, а), определяются знаки коэффициентов первого столбца матрицы  $W$ , а их значения соответствуют значениям токов

$$\vec{w}_{q1} = \begin{bmatrix} +0,667 \\ 0,1 \\ -0,233 \\ -0,1 \\ -0,333 \end{bmatrix}$$

Аналогично, при задании  $\dot{I}_2 = 1$  и  $\dot{I}_3 = 1$ , определяются значения коэффициентов второго и третьего столбцов матрицы  $W$ , вектора  $\vec{w}_{q2}$  и  $\vec{w}_{q3}$ :

$$\vec{w}_{q2} = \begin{bmatrix} -0,517 \\ -0,517 \\ -0,054 \\ -0,429 \\ -0,483 \end{bmatrix}; \quad \vec{w}_{q3} = \begin{bmatrix} -0,322 \\ -0,097 \\ 0,225 \\ 0,097 \\ -0,678 \end{bmatrix}$$

Вектор токов ветвей  $\vec{J}$  определяется по соотношению (11.63):

$$\vec{J} = \begin{pmatrix} +0,667 & -0,517 & -0,322 \\ 0,1 & 0,571 & -0,097 \\ -0,233 & -0,054 & 0,225 \\ -0,1 & -0,429 & 0,097 \\ -0,333 & -0,483 & -0,678 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 0,2 - j0,1 \\ -0,5 + j0,4 \\ 0,3 - j0,2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,029 - j0,076 \\ 0,275 - j0,219 \\ 0,046 - j0,043 \\ 0,225 - j0,181 \\ -0,29 - j0,024 \end{pmatrix}.$$

Проверка I закона Кирхгофа для всех узлов сети:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 = \dot{J}_2 - \dot{J}_1 - \dot{J}_3 &= (0,275 - j0,219) - (0,029 - j0,076) - (0,046 - j0,043) = \\ &= (0,2 - j0,1); \end{aligned}$$

$$\dot{I}_2 = -\dot{J}_2 - \dot{J}_4 = (0,275 - j0,219) - (0,225 - j0,181) = (-0,5 + j0,4);$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_3 = \dot{J}_4 + \dot{J}_3 - \dot{J}_5 &= (0,225 - j0,181) + (0,046 - j0,043) - (-0,029 - j0,024) = \\ &= (0,3 - j0,2). \end{aligned}$$

Проверка подтверждает правильность расчетов токов ветвей.

### 11.5.3. Алгоритм расчета установившегося режима сети методом коэффициентов распределения

Расчет параметров установившегося режима электрической сети методом коэффициентов распределения сводится к итерационному процессу, включающему следующие этапы.

1. Получение матрицы коэффициентов распределения для заданной конфигурации электрической сети. Поперечные элементы электрической сети (шунты) при расчете коэффициентов предварительно эквивалентизируются при определении расчетных нагрузок узлов сети. Параметры схемы замещения электрической сети должны быть приведены к одной ступени напряжения.

2. Задание начальных приближений напряжений в узлах сети

$$\underline{U}_i^{(0)}, i = 1, 2, \dots, n.$$

3. Определение мощности потерь в шунтах и зарядных мощностей линий

$$\Delta \underline{S}_{\text{ш}i}^{(1)} = \left( \underline{U}_i^{(0)} \right)^2 \hat{Y}_i, i = 1, 2, \dots, n.$$

4. Вычисление приближений эквивалентных нагрузок узлов

$$\underline{S}_{\text{э}i}^{(1)} = \underline{S}_i + \Delta \underline{S}_{\text{ш}i}^{(1)}, i = 1, 2, \dots, n.$$

Дальнейшие этапы алгоритма зависят от того, в каком виде производится расчет режима (в токах или в мощностях). Рассмотрим продолжение алгоритма при расчете в токах.

5. Определение приближенных линейных нагрузочных токов с учетом шунтов

$$\dot{I}_i^{(1)} = \frac{\underline{S}_{\text{э}i}^{(1)}}{\underline{U}_i^{(0)}}, i = 1, 2, \dots, n.$$

6. Нахождение приближенного распределения токов в сети с помощью матрицы коэффициентов  $\underline{W}$ :

$$\dot{J}_q^{(1)} = \sum_{i=1}^n \dot{I}_i^{(1)} \underline{w}_{qi}, q = 1, 2, \dots, m.$$

7. Определение падений напряжений в ветвях сети и уточнение напряжений узлов, начиная от балансирующего.

Последующие итерации расчета повторяются, начиная с п. 3, при неизменной матрице коэффициентов распределения. Точность расчета проверяется сопоставлением модулей (11.1) и углов (11.2) напряжений на соседних его итерациях.

При расчете установившегося режима в мощностях вместо п. 4 и п. 5 выполняется определение потоков мощностей  $\underline{S}_{\varpi i}^{(l)}$  в ветвях схемы без учета потерь мощности

$$\underline{S}_q^{(l)} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_{\varpi i}^{(l)} \hat{w}_{qi}, \quad q = 1, 2, \dots, m.$$

Других изменений в алгоритме расчета нет.

Учет потерь мощности, при необходимости, может быть выполнен методом последовательных приближений. Например, можно выполнять расчет потерь мощности в ветвях сети с последующим их разном по узлам на каждой итерации расчета.

## 12. Параметры качества электроэнергии и балансы мощностей в ЭЭС

---

### 12.1. Параметры качества электроэнергии

---

Основной задачей электроэнергетики является *бесперебойное* снабжение потребителей электроэнергией нормированного качества и требуемого количества.

*Качество электрической энергии* — степень соответствия характеристик электрической энергии в рассматриваемой точке электрической системы совокупности нормированных показателей качества электрической энергии.

Межгосударственный стандарт на нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения — ГОСТ 32144—2013 введен в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 июля 2014 г.

Нормы качества электрической энергии в ГОСТ 32144—2013 установлены применительно к продолжительным изменениям характеристик напряжения электропитания в трехфазных системах [2].

Основными показателями качества электроэнергии являются: отклонение частоты; отклонения напряжения; колебания напряжения; несинусоидальность напряжения; несимметрия напряжения.

*Отклонение частоты* нормируется для синхронизированных и изолированных систем. Отклонение частоты не должно превышать в синхронизированных системах электроснабжения  $\pm 0,2$  Гц, а в изолированных —  $\pm 1$  Гц течение 95 % времени. Отклонение частоты в течение 100 % времени не должно превышать в синхронизированных системах электроснабжения  $\pm 0,4$  Гц, а в изолированных —  $\pm 5$  Гц.

*Положительные и отрицательные отклонения* напряжения в точке передачи электроэнергии не должны превышать 10 % номинального

(согласованного) напряжения в течение 100 % времени. В электрической сети потребителей должны быть обеспечены условия, при которых отклонения напряжения питания на зажимах электроприемников не превышают установленных для них допустимых значений. Отличающиеся от нормируемых, нормально и предельно допустимые значения отклонения напряжения в точках присоединения потребителей к сети напряжением 0,38 кВ и выше должны быть установлены в договорах между энергоснабжающими организациями и потребителями электроэнергии.

*Колебания напряжения* электропитания, в том числе одиночные быстрые изменения напряжения, обуславливают возникновение фликера. Показателями качества электрической энергии, относящимися к колебаниям напряжения, являются: кратковременная доза фликера, на интервале времени 10 мин, которая не должна превышать значения 1,38; длительная доза фликера, которая не должна превышать значения 1,0 в течение 100 % времени [2].

*Несинусоидальность напряжения* нормируется значениями коэффициентов  $n$ -й гармонической составляющей напряжения [2] и суммарным коэффициентом гармонических составляющих напряжения, показанных соответственно в табл. 12.1 и табл. 12.2.

Таблица 12.1

**Допустимые значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения, %**

$n$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
	0,38	6–25	35	110–220
Нечетные гармоники, не кратные 3				
5	6,0	4,0	3,0	1,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0
11	3,5	2,0	2,0	1,0
13	3,0	2,0	1,5	0,7
17	2,0	1,5	1,0	0,5
$\geq 19$	1,5	1,0	1,0	0,4
Нечетные гармоники, кратные 3				
3	5,0	3,0	3,0	1,5
9	1,5	1,0	1,0	0,4
15	0,3	0,3	0,3	0,2
$\geq 21$	0,2	0,2	0,2	0,2

Окончание табл. 12.1

$n$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
	0,38	6–25	35	110–220
	Четные гармоники			
2	2,0	1,5	1,0	0,5
4	1,0	0,7	0,5	0,3
6	0,5	0,3	0,3	0,2
8	0,5	0,3	0,3	0,2
10	0,5	0,3	0,3	0,2
$\geq 12$	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица 12.2

**Допустимые и предельные значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения, %**

Нормально допустимые				Предельно допустимые			
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$				$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
0,38	6–20	35	110–330	0,38	6–20	35	110–330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Несимметрия напряжения нормируется значениями коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности и по нулевой последовательности. При этом значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности и несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точке передачи электрической энергии, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 % в течение 95 % времени, 4 % в течение 100 % времени.

## **12.2. Влияние параметров качества на работу потребителей и оборудования энергосистем**

Качество электроэнергии определяется показателями, относящимися к частоте переменного тока и напряжениям на шинах потребителей. Качество электроэнергии влияет на работу электроприемников и оборудования, присоединенного к электрическим сетям.

Все электроприемники и оборудование характеризуются их номинальными параметрами при которых работа электроустановок наибо-

лее экономична и целесообразна. Отличие параметров качества от номинальных значений ухудшает технико-экономические показатели работы электроустановок и оборудования энергосистем.

Влияние низкого качества электроэнергии на работу электроприемников и электрических сетей проявляется:

- в увеличении потерь электроэнергии;
- сокращении сроков службы оборудования;
- технологическом ущербе;
- повышении вероятности нарушения технологического процесса.

Технологический ущерб определяется видом технологического процесса и видом выпускаемой продукции. Технологический ущерб заключается в снижении количества и качества выпускаемой продукции, возникновении брака продукции и даже нарушении технологического цикла производства. Снижение количества и качества продукции оценивается экономическими характеристиками, определяющими изменение стоимости продукции в зависимости от уровня подводимого напряжения. Экономические характеристики определяются экспериментально для каждого вида предприятий.

Можно проанализировать влияние параметров качества электроэнергии на работу электроприемников и электрических сетей.

*Отклонение частоты от номинальной* отрицательно влияет на работу оборудования электростанций. Лопатки паровых турбин рассчитаны на безударное поступление пара при номинальной частоте вращения турбин, при отклонении частоты пар входит в турбину с ударом, что может привести к биению и даже разрушению лопаток турбины.

Снижение частоты вращения генераторов и двигателей влияет на работу собственных нужд электростанций. В первую очередь снижение частоты сильно сказывается на работе питательных и циркуляционных насосов, характеризующихся резким падением производительности при снижении частоты. При частоте около 45–46 Гц производительность питательных насосов снижается до нуля, а циркуляционных — на 25–40 %. На электрических станциях имеется множество вентиляторов, насосов, обеспечивающих работу собственных нужд. Их производительность пропорциональна третьей степени частоты и резко падает при снижении частоты.

В свою очередь, снижение производительности собственных нужд электростанций приводит к снижению выработки активной мощно-

сти генераторами и дальнейшему снижению частоты. В результате возникает явление *лавины частоты*.

При снижении частоты в системах электроснабжения потребителей происходит ухудшение работы электроприводов и снижение выработки продукции.

Процесс снижения частоты вызывает уменьшение выработки реактивной мощности генераторами и в то же время увеличение ее потребления нагрузками, что приводит к понижению напряжения в энергосистеме. При частоте около 43–45 Гц напряжение в энергосистеме может снизиться до уровня, при котором возникает явление *лавины напряжения*.

Явления лавины частоты и напряжения протекают довольно быстро (от нескольких десятков секунд до нескольких секунд) и могут привести не только к полному сбросу нагрузки, но и к остановке всех или части электростанций энергосистемы.

Наибольшее влияние на величину потерь электроэнергии оказывают отклонения частоты и напряжения от номинальных значений. Далее следуют показатели несимметрии напряжений и токов, затем несинусоидальность кривых напряжений и, наконец, размах изменения напряжения.

Наибольшее влияние на нарушение технологического процесса оказывают несинусоидальность кривых напряжений, затем размах изменения напряжения, далее следуют показатели несимметрии напряжений и токов и, наконец, отклонения частоты и напряжений от номинальных значений.

Рассмотрим более подробно влияние отклонений и колебаний частоты на работу электроэнергетических систем и электроприемников.

При снижении частоты в системах электроснабжения потребителей происходит ухудшение работы электроприводов и снижение выработки продукции.

*Под отклонением напряжения* понимается медленное и плавное изменение напряжения по отношению к номинальному. При отклонении напряжения от номинального значения потребители электроэнергии и электрические сети работают в худших условиях по сравнению с режимом номинальных напряжений.

При повышении напряжения:

- возникает опасность перегрева статоров асинхронных двигателей;



- уменьшается срок службы ламп накаливания (в 5 раз при увеличении напряжения на 10 %);
- увеличивается ток холостого хода трансформаторов, что приводит к перегреву сердечников трансформаторов;
- увеличивается потребление реактивной мощности вентильными преобразователями (на 1...1,5 % при повышении напряжения на 1 %).

При снижении напряжения:

- уменьшаются вращающие моменты асинхронных двигателей (на 19 % при снижении напряжения на 10 %);
- возможен перегрев роторов асинхронных двигателей, уменьшение их пусковых и опрокидывающих моментов, что может повлечь за собой нарушение технологического процесса электроприемников;
- уменьшается световой поток ламп накаливания (на 30 % при снижении напряжения на 10 %);
- возникает перерасход электроэнергии и ухудшается технологический процесс электропечей (в 1,5 раза при снижении напряжения на 7 %).

Кроме того, следует учитывать, что с повышением стабильности напряжения снижаются электромагнитный и технологический ущерб. В то же время мероприятия по ограничению отклонений напряжения требуют дополнительных капиталовложений, следовательно, существуют некоторые оптимальные границы отклонений напряжения, которые в общем случае могут не совпадать с нормируемыми ГОСТ значениями и могут регламентироваться договорами между энергоснабжающими и электропотребляющими организациями.

*Под колебанием напряжения понимаются резкие и кратковременные изменения напряжения по отношению к напряжению до наступления колебаний.*

Колебания напряжения могут вызываться внезапными изменениями достаточно больших нагрузок, например пусковыми токами электродвигателей. Кроме того, колебания напряжений могут быть вызваны работой потребителей с повторно-кратковременным режимом работы, таких как сварочные агрегаты.

Колебания и другие быстрые изменения напряжения приводят к заметному и неприятному для глаз человека изменению освещенности, создаваемой электрическими лампами. Изменение светового потока

ламп пропорционально размаху изменения напряжения и частоте изменения напряжения.

С ростом частоты колебаний напряжения увеличивается раздражающее воздействие мигания света на глаз и соответственно уменьшается допустимый нормативный размах изменения напряжения. Такая закономерность продолжается до некоторой критической частоты ( $\sim 17,5$  Гц). При дальнейшем повышении частоты происходит слияние мельканий света и, начиная с частоты 25...30 Гц, глаз перестает воспринимать колебания света и допустимый размах увеличивается. Кроме того, при большой частоте проявляется тепловая инерция нити накала, что приводит к уменьшению колебаний освещенности.

Для оценки колебаний напряжения используется понятие доза фликера — это субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети.

*Несимметрия токов и напряжений* трехфазной сети негативно сказывается на работе электроприемников и оборудования энергосистем.

Составляющая обратной последовательности напряжения возникает в сетях с существенно несимметричными нагрузками, например при питании от сети крупных однофазных или двухфазных электроприемников. Обратная последовательность напряжения наводит в роторах машин переменного тока дополнительные токи двойной частоты. Эти токи приводят к дополнительным потерям в обмотках роторов машин, их перегреву и сокращению срока службы. Кроме того, возникают тормозные вращающие моменты, что сказывается на работе механизмов, приводимых в действие машинами переменного тока.

Напряжение нулевой последовательности возникает в сетях низких напряжений с нейтральным проводником при существенно несимметричных нагрузках, а также в сетях напряжением до 35 кВ с незаземленной нейтралью (или заземленной через заземляющий реактор) при замыканиях на землю. Ток в нейтральном проводнике, равный трехкратному току нулевой последовательности, существенно увеличивает нагрузку нулевого провода и приводит к повышенным потерям мощности в сети и значительным снижениям напряжений.

В результате коммутационных переходных процессов, коротких замыканий, а также вследствие работы цепей импульсного управления полупроводниковых преобразователей в электрической сети могут возникать *импульс напряжения и временное перенапряжение*.

Импульсы напряжения возникают чаще всего в результате коммутационных переходных процессов в электрической сети или вследствие работы цепей импульсного управления полупроводниковых преобразователей. Импульс напряжения и временное перенапряжение могут привести к выходу из строя оборудования электроприемников и электрических систем, поэтому оборудование необходимо защищать.

Таким образом, при отличии параметров качества электроэнергии от номинальных значений снижается экономичность производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, следовательно, снижается экономичность работы электроприемников и энергосистем.

### **12.3. Балансы мощностей и их связь с частотой и напряжением**

---

Частота переменного тока и напряжения в узлах электрической сети являются важнейшими показателями качества электроэнергии. Общим для них является то, что они связаны с балансами мощностей в электроэнергетической системе и системах электроснабжения потребителей.

Значение частоты в любой момент нормального режима одинаково во всех узлах электрической сети и является единым показателем качества электроэнергии. В то же время уровни напряжений в различных точках сети могут различаться и в некоторых узлах сетей могут соответствовать, а в других не соответствовать требованиям ГОСТ 32144–2013, поэтому уровень напряжения, как параметр качества электроэнергии, должно анализироваться в каждом отдельном узле энергосистемы на шинах каждого потребителя.

Основными особенностями электроэнергетических систем и систем электроснабжения являются:

- практическая невозможность накопления электроэнергии, мощности современных аккумуляторных батарей неизмеримо меньше мощностей генерирующих источников;
- практически мгновенная передача электроэнергии потребителям от генерирующих источников в связи с высокой скоростью распространения электромагнитных волн.

Указанные особенности определяют одновременность процессов производства и потребления электроэнергии и равенство величин вырабатываемой и потребляемой электроэнергии в каждый момент времени.

В каждый момент установившегося режима в электроэнергетической системе существуют балансы по активной и реактивной мощностям. Уравнения балансов мощностей можно записать в виде

$$\begin{aligned}\Sigma P_{\Gamma} &= \Sigma P_{\text{н}} + \Sigma \Delta P_{\text{с}} + \Sigma \Delta P_{\text{с.н}}; \\ \Sigma Q_{\Gamma} &= \Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma \Delta Q_{\text{с}} + \Sigma \Delta Q_{\text{с.н}} \pm \Sigma Q_{\text{кy}} - \Sigma Q_{\text{ген}},\end{aligned}\quad (12.1)$$

здесь  $\Sigma P_{\Gamma}$ ,  $\Sigma Q_{\Gamma}$  — суммарные активные и реактивные мощности генерирующих источников;  $\Sigma P_{\text{н}}$ ,  $\Sigma Q_{\text{н}}$  — суммарные активные и реактивные мощности нагрузок;  $\Sigma \Delta P_{\text{с}}$ ,  $\Sigma \Delta Q_{\text{с}}$  — суммарные потери мощности в элементах систем электроснабжения и электроэнергетической системы;  $\Sigma \Delta P_{\text{с.н}}$ ,  $\Sigma \Delta Q_{\text{с.н}}$  — суммарные расходы мощности на собственные нужды электростанций;  $\Sigma Q_{\text{кy}}$  — суммарные мощности компенсирующих устройств (знак «+» соответствует устройствам, потребляющим реактивную мощность, знак «-» — вырабатывающим);  $\Sigma Q_{\text{ген}}$  — суммарная реактивная (зарядная) мощность, генерируемая воздушными и кабельными линиями электропередачи.

Балансы мощностей в энергосистеме существуют в установившихся режимах, характеризующихся определенными значениями частоты переменного тока  $f$  и векторами напряжений в узлах сети  $\vec{U}$ , в том числе на шинах потребителей. При нарушениях балансов мощностей в энергосистеме происходят нарушения установившихся режимов и начинаются переходные процессы, которые заканчиваются новыми установившимися режимами с новыми значениями  $f_1$  и  $\vec{U}_1$ . При этом параметры  $f$  и  $\vec{U}$  характеризуют качество электроэнергии в энергосистемах и системах электроснабжения потребителей.

Мощности, потребляемые из сети электроприемниками, как правило, зависят от частоты в сети и напряжений на шинах электроприемников. Группы электроприемников, получающие питание от энергосистем, образуют узлы нагрузок. При различном комплексном составе электроприемников в узлах нагрузок обычно значительную долю составляют асинхронные и синхронные двигатели, которые и определяют виды зависимостей потребляемой из сети активной  $P_{\text{н}}$  и реактивной  $Q_{\text{н}}$  нагрузок.

Потребляемые нагрузкой активные и реактивные мощности комплексного узла нагрузки электрической системы являются функциями частоты в системе и напряжения на шинах нагрузки. Указанные зависимости служат важной характеристикой потребителей и называются *статическими характеристиками нагрузки*. Статические характеристики строятся при медленном изменении (по сравнению со скоростью протекания электромагнитных процессов) частоты в энергосистеме (частотная статическая характеристика) и напряжения на шинах комплексного узла нагрузки (статическая характеристика по напряжению).

Различные потребители имеют статические характеристики по частоте и напряжению разного вида, несмотря на это для суммарной нагрузки электроэнергетической системы можно построить *обобщенные статические характеристики* вида:

$$\begin{aligned}\Sigma P_{\text{н}} &= \psi_1(f, U); \\ \Sigma Q_{\text{н}} &= \psi_2(f, U).\end{aligned}\tag{12.2}$$

Общий вид характеристик для комплексного узла показан на рис. 2.1.

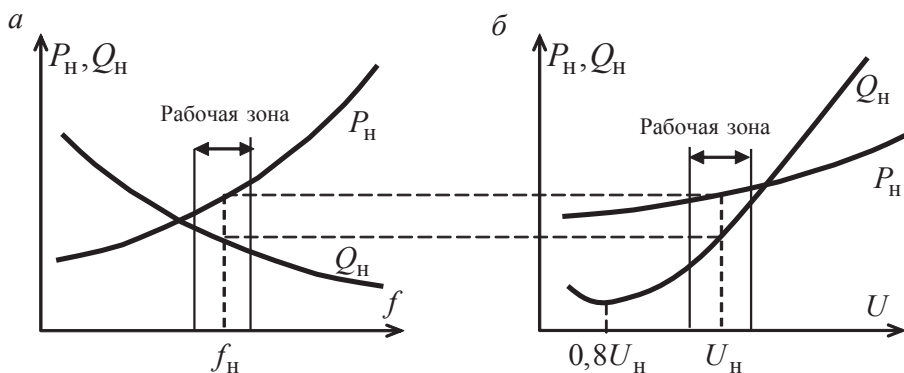


Рис. 12.1. Статические характеристики нагрузки: по частоте (а); по напряжению (б)

Как видно из рис. 12.1, характеристика активной мощности  $P_{\text{н}}$  по частоте — достаточно крутая с положительным наклоном, то есть при увеличении частоты  $f$  в энергосистеме растет потребление нагрузкой активной мощности  $P_{\text{н}}$ , при снижении частоты  $f$  активная мощность нагрузки  $P_{\text{н}}$  снижается.

Таким образом, частная производная активной мощности по частоте (тангенс угла наклона кривой  $P_{\text{н}}(f)$  к оси  $f$ ) положительна

( $\partial P_{\text{н}}/\partial f > 0$ ) и имеет существенно большее значение по сравнению с производной активной мощности по напряжению (тангенс угла наклона кривой  $P_{\text{н}}(U)$  к оси  $U$ ), которая также положительна ( $\partial P_{\text{н}}/\partial U \approx 0$ ), но имеет значение близкое к нулю.

Реактивная мощность нагрузки  $Q_{\text{н}}$  снижается с ростом частоты  $f$ , поэтому производная реактивной мощности по частоте ( $\partial Q_{\text{н}}/\partial f < 0$ ). Реактивная мощность нагрузки  $Q_{\text{н}}$  растет с увеличением напряжения  $U$  на ее шинах, поэтому производная реактивной мощности по напряжению ( $\partial Q_{\text{н}}/\partial U > 0$ ). Обе производные реактивной мощности по напряжению и по частоте достаточно крутые по сравнению с производной активной мощности по напряжению.

Установление связи параметров качества электроэнергии (частоты и напряжения) и балансов мощности удобно выполнить на примере электроэнергетической системы, эквивалентированной к одному генератору и нагрузке (рис. 12.2).

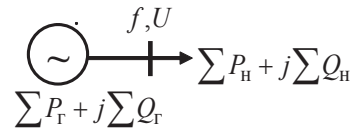


Рис. 12.2. Эквивалентная электроэнергетическая система

Как было отмечено выше, баланс мощностей в электроэнергетической системе устанавливается при определенных значениях частоты  $f$  и напряжения на шинах эквивалентной энергосистемы  $U$ . Нарушение баланса в такой системе, а следовательно, и изменение параметров качества электроэнергии происходит при изменении нагрузки  $\Sigma P_{\text{н}}$ ,  $\Sigma Q_{\text{н}}$  или изменении генерации  $\Sigma P_{\text{г}}$ ,  $\Sigma Q_{\text{г}}$ .

Для оценки влияния баланса мощностей на изменение частоты  $f$  и напряжения  $U$  на шинах эквивалентной электроэнергетической системы можно воспользоваться разложением в ряд Тейлора функций (12.1) вблизи точки начального состояния системы, характеризующегося мощностями нагрузок  $\Sigma P_{\text{н}0}$ ,  $\Sigma Q_{\text{н}0}$  и параметрами качества электроэнергии  $f_0, U_0$ :

$$\begin{aligned}\Sigma P_{\text{н}} &= \Sigma P_{\text{н}0} + \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial U} \Delta U, \\ \Sigma Q_{\text{н}} &= \Sigma Q_{\text{н}0} + \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U} \Delta U.\end{aligned}\tag{12.3}$$

Выражение (12.3) описывает реакцию нагрузки на изменение частоты на величину  $\Delta f$  от начального значения  $f_0$  и изменение напряжения на величину  $\Delta U$  от начального значения  $U_0$ .

Пусть в энергосистеме произошло нарушение баланса мощностей вследствие изменения выдачи генерируемой активной мощности  $\Sigma P_{\Gamma}$  на величину  $\Delta P_{\Gamma}$  и реактивной мощности  $\Sigma Q_{\Gamma}$  на величину  $\Delta Q_{\Gamma}$ , при этом частота изменится на величину  $\Delta f$  и напряжение на шинах потребителя — на  $\Delta U$ . Новые уравнения баланса могут быть записаны в виде

$$\begin{aligned}\Sigma P_{\Gamma 0} + \Delta P_{\Gamma} &= \Sigma P_{\text{н}0} + \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial U} \Delta U; \\ \Sigma Q_{\Gamma 0} + \Delta Q_{\Gamma} &= \Sigma Q_{\text{н}0} + \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U} \Delta U.\end{aligned}\quad (12.4)$$

Поскольку до изменения мощностей генерации в системе существовал баланс мощностей, то

$$\Sigma P_{\Gamma 0} = \Sigma P_{\text{н}0} \text{ и } \Sigma Q_{\Gamma 0} = \Sigma Q_{\text{н}0},$$

следовательно,

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Gamma} &= \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial U} \Delta U; \\ \Delta Q_{\Gamma} &= \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U} \Delta U.\end{aligned}\quad (12.5)$$

Система уравнений (12.5) определяет связь между изменением генерирующих мощностей  $\Delta P_{\Gamma}$ ,  $\Delta Q_{\Gamma}$  и параметрами качества электроэнергии  $\Delta f$ ,  $\Delta U$  при неизменном составе нагрузок и позволяет определить отклонение параметров качества электроэнергии от начальных значений  $f_0$  и  $U_0$ .

Неизвестные отклонения частоты и напряжения  $\Delta f$  и  $\Delta U$  можно найти по соотношениям

$$\Delta f = \frac{\Delta_{\Delta f}}{\Delta}, \quad \Delta U = \frac{\Delta_{\Delta U}}{\Delta}, \quad (12.6)$$

где  $\Delta$ ,  $\Delta_{\Delta f}$ ,  $\Delta_{\Delta U}$  — соответственно определитель системы и определители при неизвестных  $\Delta f$  и  $\Delta U$ :

$$\Delta = \begin{vmatrix} \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial f} & \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial U} \\ \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial f} & \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U} \end{vmatrix}; \quad \Delta_{\Delta f} = \begin{vmatrix} \Delta P_{\Gamma} & \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial U} \\ \Delta Q_{\Gamma} & \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U} \end{vmatrix}; \quad \Delta_{\Delta U} = \begin{vmatrix} \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial f} & \Delta P_{\Gamma} \\ \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial f} & \Delta Q_{\Gamma} \end{vmatrix}.$$

Отсюда определитель системы, отклонения частоты  $\Delta f$  и напряжения  $\Delta U$ :

$$\begin{aligned}\Delta &= \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial f} \cdot \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U} - \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial f} \cdot \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial U}, \\ \Delta f &= \frac{\Delta P_{\text{г}} \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U} - \Delta Q_{\text{г}} \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial U}}{\Delta}; \\ \Delta U &= \frac{\Delta Q_{\text{г}} \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial f} - \Delta P_{\text{г}} \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial f}}{\Delta}.\end{aligned}\tag{12.7}$$

Анализ знаков производных статических характеристик нагрузки по частоте и напряжению в рабочей зоне позволяет определить знак определителя  $\Delta$ :

$$\frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial f} > 0; \quad \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U} > 0; \quad \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial f} < 0; \quad \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial U} > 0,$$

поэтому

$$\Delta = \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial f} \cdot \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U} - \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial f} \cdot \frac{\partial \Sigma P_{\text{н}}}{\partial U} > 0.$$

Следовательно, определитель системы  $\Delta$  всегда положителен при любых изменениях  $\Delta P_{\text{г}}$  и  $\Delta Q_{\text{г}}$ , тогда поведение параметров качества электроэнергии  $\Delta f$  и  $\Delta U$  определяются только числителями выражений (12.7).

Соотношения (12.7) позволяют выполнить анализ качества электроэнергии при известных параметрах начального состояния энергосистемы и изменениях генерирующей мощности.

Анализ работы электроэнергетической системы выполняется при сбросе генерирующей активной мощности. Для простоты анализа предполагается, что реактивная мощность  $\Sigma Q_{\text{г}}$  не изменяется, то есть  $\Delta Q_{\text{г}} = 0$ . Указанное условие является допущением, сделанным для упрощения анализа поведения энергосистемы.

Теперь  $\Delta f = \frac{\Delta P_{\text{г}} \frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U}}{\Delta}$ , так как производная  $\frac{\partial \Sigma Q_{\text{н}}}{\partial U}$  положительна,

а изменение активной мощности  $\Delta P_{\text{г}} < 0$ , то  $\Delta f < 0$ , таким образом, при



сбросе генерирующей мощности в энергосистеме наблюдается снижение частоты. Легко показать, что при росте генерирующей мощности  $\Delta P_r > 0$  (увеличение генерирующей мощности) частота в системе возрастает.

Изменение напряжения  $\Delta U = \frac{-\Delta P_r \frac{\partial \Sigma Q_n}{\partial f}}{\Delta}$ . Поскольку производная  $\frac{\partial \Sigma Q_n}{\partial f} < 0$  и  $\Delta P_r < 0$ ,  $\Delta U < 0$ , то есть при снижении генерирующей активной

мощности снижается уровень напряжения. Таким образом, нарушение исходного режима энергосистемы по активной мощности приводит к изменению как частоты, так и напряжения.

Если теперь рассмотреть изменение реактивной мощности генератора при постоянстве активной, то есть  $\Delta P_r = 0$ , то поведение параметров качества электроэнергии  $\Delta f$  и  $\Delta U$  определяется выражениями:

$$\Delta f = \frac{-\Delta Q_r \frac{\partial \Sigma P_n}{\partial U}}{\Delta}; \quad \Delta U = \frac{\Delta Q_r \frac{\partial \Sigma P_n}{\partial f}}{\Delta}.$$

Учитывая, что крутизна характеристики  $\frac{\partial \Sigma P_n}{\partial U}$  гораздо меньше крутизны  $\frac{\partial \Sigma P_n}{\partial f}$ , изменение режима по реактивной мощности сказывается,

главным образом, на изменении уровней напряжений в энергосистеме и слабо влияет на изменение частоты, причем снижение  $\Sigma Q_r$  ведет к понижению напряжения на шинах генератора и в системе в целом, а увеличение  $\Delta Q_r$  — к увеличению напряжения.

Аналогичные рассуждения можно провести и для случая изменения потребления мощности нагрузкой  $\Sigma P_n$ ,  $\Sigma Q_n$ .

Рост  $\Sigma P_n$  приведет к снижению частоты и рост  $\Sigma Q_n$  в основном — к снижению напряжения. По содержанию анализа рост нагрузок в энергосистеме равносителен снижению генерации.

Требования к параметрам качества электроэнергии обуславливают необходимость мероприятий по регулированию баланса мощностей. Частота является общесистемным параметром, в этом смысле безразлично, в какой точке осуществить регулирование частоты, ее уровень зависит от баланса активной мощности по системе в целом.

Уровень напряжений по энергосистеме в целом не гарантирует требуемых уровней напряжений во всех узлах сети, поскольку баланс реактивной мощности по системе определяет средний уровень напряжений в сети. Следовательно, баланс реактивной мощности следует проверять не только по системе в целом, но и по отдельным ее районам и использовать, кроме централизованного регулирования напряжения, местное.

## 13. Поддержание частоты в электроэнергетических системах

---

**П**оддержание частоты на уровне, регламентируемом ГОСТ 32144–2013, осуществляется мощными генераторами электроэнергетических систем.

Электроприемники промышленных предприятий в силу их незначительной мощности по сравнению с суммарной генерирующей мощностью энергосистемы не могут оказать существенного влияния на отклонение частоты в питающей сети. Однако следует иметь в виду, что мощные электроприемники с резкопеременной нагрузкой вызывают значительные изменения напряжения в сети, а, следовательно, и колебания частоты питающего напряжения. Основное влияние на колебания частоты оказывают быстрые резкопеременные колебания активной нагрузки и резкие сбросы генерации активной мощности, связанные с аварийными ситуациями в энергосистемах.

### 13.1. Характеристики первичных двигателей

---

Регулирование частоты в электроэнергетической системе выполняется путем изменения выдачи генераторами активной мощности в сеть. Активная мощность генератора зависит от работы первичного двигателя — паровой, газовой или гидравлической турбины, поэтому для анализа процесса регулирования частоты необходимо рассмотреть характеристики первичных двигателей.

Первичными двигателями генераторов являются турбины, которые обычно снабжены *регуляторами скорости вращения* (РСТ), позволяющими изменять подачу энергоносителя на лопатки турбины для изменения скорости ее вращения.

При отсутствии регулирования подача энергоносителя в турбину не меняется при изменении частоты. В таком случае мощность на валу первичного двигателя и активная мощность генератора не зависят от частоты в сети.

При наличии регулирования снижение частоты в энергосистеме отслеживается регуляторами скорости турбин, изменяющими подачу пара на лопасти турбин. Затем регулятор частоты скорости вращения турбины действует на задвижку паропровода, изменяя подачу энергоносителя на лопасти турбины. При этом изменяется мощность на валу турбины  $P_T$  и механический момент  $M_T$  на валу турбогенератора, который пропорционален  $P_T$ :

$$M_T = P_T / \omega,$$

где  $\omega = 2\pi f$  — угловая частота вращения ротора турбогенератора.

На рис. 13.1, а показана эквивалентированная к одной турбине и одному генератору схема электроэнергетической системы, а на рис. 13.1, б (на примере паровой турбины) поясняется принцип работы автоматического регулятора скорости турбины (РСТ).

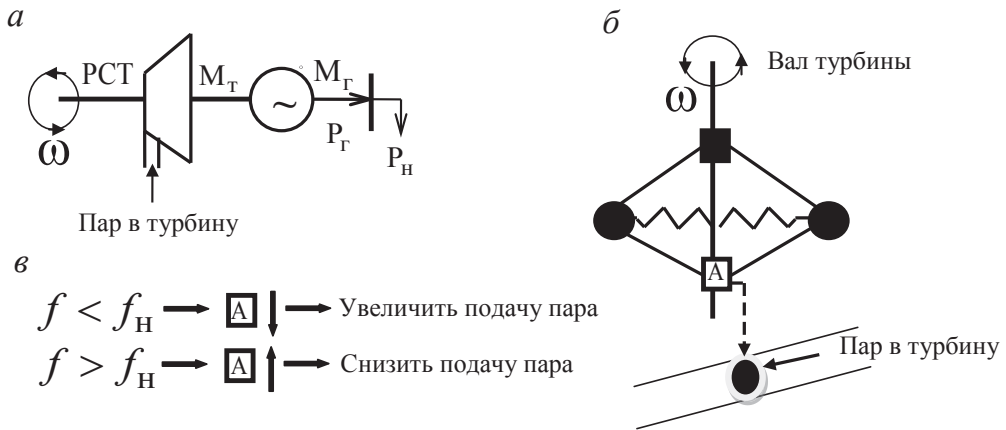


Рис. 13.1. Регулятор скорости вращения турбины:

а — эквивалентная система; б — регулятор скорости турбины;  
в — принцип действия регулятора скорости

В установившемся режиме при работе турбины и генератора на нагрузку механический вращающий момент турбины  $M_T$ , как показано на рис. 13.2, а, уравновешивается тормозным электрическим момен-

том генератора  $M_G$ ,  $M_T = M_G$  при определенной скорости вращения турбогенератора и соответствующей частоте  $f$ .

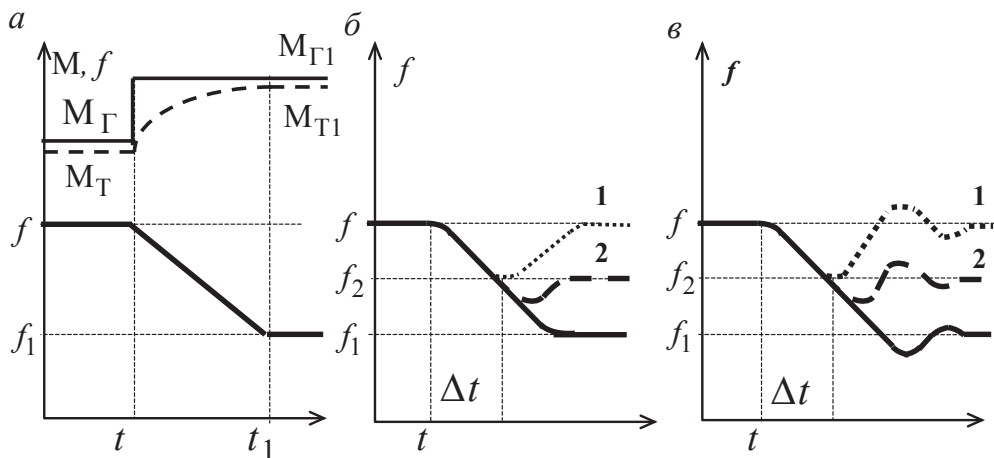


Рис. 13.2. Процесс регулирования частоты:

$a$  — без регулирования;  $b$  — аperiodический процесс статического (1) и астатического (2) регулирования;  $c$  — колебательный процесс статического (1) и астатического (2) регулирования

При нарушении равенства моментов начинается изменение скорости вращения турбогенератора и частоты в энергосистеме.

Пусть нарушение равенства моментов вызвано ростом нагрузки в момент времени  $t$ . Рост нагрузки соответствует росту тормозного электромагнитного момента генератора  $M_{Г1}$ , который становится больше вращающего механического момента турбины  $M_T < M_{Г1}$ , и турбогенератор тормозится.

При отсутствии регулятора скорости на турбине снижение частоты продолжается до тех пор, пока механический момент не станет равным тормозному электрическому моменту генератора  $M_{Т1} = M_{Г1}$  в момент времени  $t_1$  при новом значении скорости вращения и частоты в энергосистеме  $f_1$ .

Автоматический регулятор скорости, вступающий в действие с временным запаздыванием  $\Delta t$ , меняет характер процесса. Под действием регулятора скорости и, как это будет показано ниже, регулятора частоты в энергосистеме частота может восстановиться до частоты на-

чального режима или установится новая частота  $f_2$ , больше  $f_1$ . При этом характер процесса регулирования частоты может быть аperiодическим (рис. 13.2, б) или колебательным (рис. 13.2, в).

Характеристика регулирования, при которой восстанавливается начальное значение частоты, называется астатической. Если при изменении нагрузки по окончании переходного процесса устанавливается новая частота  $f_2$ , отличная от начальной  $f_0$ , то регулирование статическое.

Характеристики регулирования частоты в зависимости от активной мощности генератора показаны на рис. 13.3.

Характеристика 1 соответствует *отсутствию регулирования*, то есть активная мощность генератора не изменяется при любом отклонении частоты от  $f_0$ , такая ситуация возникает при отсутствии на турбине регулятора скорости вращения.

Характеристика 2 описывает *астатическое регулирование*, то есть при любом изменении мощности регуляторы восстанавливают начальную частоту.

Характеристика 3 *соответствует статическому регулированию* и обладает статизмом. Под коэффициентом статизма  $S_r$  понимается тангенс угла наклона характеристики к оси мощностей в относительных единицах (на рис. 13.3 — тангенс угла  $\alpha$ ):

$$S_r = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P_r / P_0} = \frac{\Delta f^*}{\Delta P_r^*}, \quad (13.1)$$

где  $f_0$  и  $P_0$  — базовые (обычно номинальные) значения частоты и мощности.

Иногда статизм заменяется обратной ему величиной — крутизной характеристики генератора  $K_r$ :

$$K_r = 1/S_r. \quad (13.2)$$

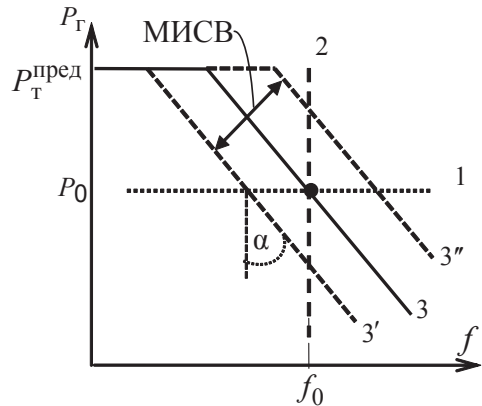


Рис. 13.3. Характеристики генератора: 1 — без регулирования; 2 — астатическая; 3, 3', 3'' — статические

Статическая характеристика 3 (рис. 13.3) может быть передвинута в положения 3' и 3". Указанные перемещения производятся механизмом изменения скорости вращения турбины (МИСВ). МИСВ может приводиться в действие вручную персоналом станции или автоматическим регулятором частоты. Горизонтальная часть характеристик 3' и 3" на рис. 13.3 определяет ограничения по увеличению мощности турбины  $P_{\text{т}}^{\text{пред}}$ .

## **13.2. Принципы определения частоты в энергосистеме**

---

### **13.2.1. Сущность первичного и вторичного регулирования частоты в энергосистеме**

В каждый момент времени установившегося режима в электроэнергетической системе существует баланс активных мощностей, который соответствует некоторому значению параметра качества электроэнергии — частоте  $f_0$ . Рассмотрение условий поддержания баланса активных мощностей в энергосистеме и поддержания требуемого значения частоты удобно выполнить на примере анализа работы эквивалентированной энергосистемы. При этом многомашинная электроэнергетическая система с большим числом потребителей электроэнергии приводится к одному эквивалентному блоку турбина–генератор и эквивалентной нагрузке на его шинах. Схема такой эквивалентированной энергосистемы показана на рис. 13.4, а.

В эквивалентированной системе характеристика  $P_{\text{т}}$  (рис. 13.4, б) соответствует турбине, снабженной регулятором скорости. Работа регулятора скорости турбины при снижении частоты в энергосистеме приводит к увеличению подачи энергоносителя на лопатки турбины и увеличению выдачи генератором активной мощности в сеть. Горизонтальная часть характеристики генератора — регулятора скорости соответствует предельно допустимой, как правило, номинальной мощности турбины  $P_{\text{т}}^{\text{пред}}$ , при этом задвижка паропровода полностью открыта и дальнейшее увеличение мощности турбогенератора невозможно. В этом случае увеличение генерации активной мощности энергосистемы может быть достигнуто только путем ввода дополнительного резерва мощностей.

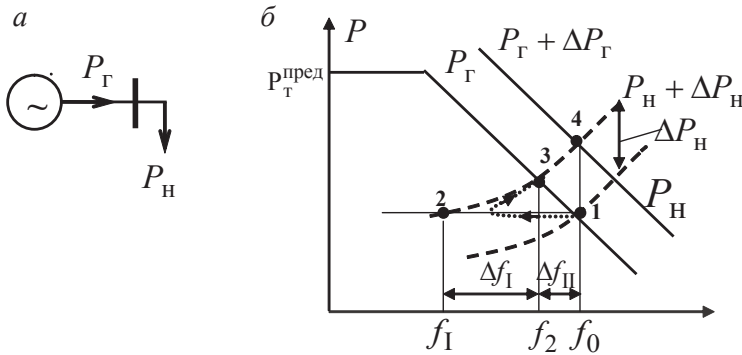


Рис. 13.4. Регулирование частоты:  
 а — схема сети; б — процесс регулирования

Нагрузка  $P_H$  представляется статической характеристикой  $P_H(f)$ , увеличение нагрузки приводит к смещению статической характеристики нагрузки вверх параллельно себе, снижение нагрузки смещает характеристику вниз.

Пересечение характеристик генератора  $P_G$  и нагрузки  $P_H$  соответствует балансу активных мощностей ( $P_G = P_H$ ) при некоторой начальной частоте  $f_0$  в энергосистеме (точка 1, рис. 13.4, б),  $f_0 = f_{\text{ном}}$ .

Пусть нарушение баланса активных мощностей вызвано подключением дополнительной нагрузки, то есть увеличением нагрузки  $P_H$  на  $\Delta P_H$ , при этом новая характеристика нагрузки займет положение  $P_H + \Delta P_H$ .

При отсутствии регулирования подачи пара в турбину (отсутствие регулятора скорости турбины) мощность генератора не меняется при снижении частоты и новый баланс мощностей наступит при снижении частоты до значения  $f_1$  (точка 2, рис. 13.4, б) при выравнивании вращающего момента турбины и тормозного моментов нагрузки  $M_{\text{ТТ}} = M_{\text{ГТ}}$ , как показано на рис. 13.2, а.

При наличии на турбине регулятора скорости новый баланс установится при частоте  $f_2$  большей, чем  $f_1$  (точка 3). Стрелками показан апериодический переходный процесс от начального состояния (точка 1) к новому (точка 3).

Таким образом, за счет крутизны (статизма) характеристики регулятора скорости турбины (генератора) выполняется регулирование



частоты от  $f_1$  до  $f_2$  на величину  $\Delta f_1$ , называемое *первичным регулированием частоты*.

Как правило, первичное регулирование частоты не обеспечивает требований по качеству электроэнергии и необходимо дальнейшее регулирование.

Вторичное регулирование частоты обычно выполняется специально выделенными ведущими частоту электростанциями (частотоведущими) путем ввода дополнительных резервных мощностей с использованием МИСВ. Ввод дополнительных мощностей  $\Delta P_r$  соответствует переходу на характеристику генератора  $P_r + \Delta P_r$  и установлению нового баланса мощностей ( $P_r + \Delta P_r = P_n + \Delta P_n$ ) при первоначальной частоте  $f_0$  (точка 4, рис. 13.4, б). Регулирование частоты от  $f_2$  до  $f_0$  на величину  $\Delta f_{II}$ , выполняемое частотоведущими электростанциями, называется *вторичным регулированием частоты*.

С целью повышения экономичности работы электроэнергетических систем может быть выполнено *третичное регулирование частоты*, которое заключается в загрузке более экономичных и разгрузке менее экономичных станций и блоков.

### 13.2.2. Определение частоты при динамических изменениях нагрузки

Изменения частоты в электроэнергетической системе, сохраняющей устойчивую работу, наблюдаются в сравнительно узком диапазоне, поэтому статические характеристики генераторов и нагрузки по частоте можно считать практически линейными. Как и для генераторов, наклон характеристики нагрузки к оси мощностей можно определить коэффициентом статизма характеристики нагрузки  $S_n$ , выражаемым формулой

$$S_n = \frac{\Delta f / f_0}{\Delta P_n / P_0} = \frac{\Delta f^*}{\Delta P_n^*}. \quad (13.3)$$

Как следует из формул (13.1), (13.3) и рис. 13.4, статизм характеристики генератора  $S_r$  отрицателен, а статизм характеристики нагрузки  $S_n$  положителен.

Аналогично можно определить крутизну характеристики нагрузки как величину, обратную статизму

$$K_n = 1/S_n. \quad (13.4)$$

Величина статизма характеристики нагрузки определяется ее свойствами — структурой электроприемников. Обычные вариации структуры электроприемников соответствуют вариации статизма характеристики нагрузки в диапазоне  $(0,5...1,0)$  или вариации крутизны характеристики в диапазоне  $(1...2)$ .

При отсутствии регуляторов скорости турбин статизм частотной характеристики генераторов бесконечно большой, а крутизна характеристики — нулевая. При этом изменение частоты в электроэнергетической системе при изменении подключенной мощности нагрузки целиком определяется свойствами статической характеристики нагрузки, то есть ее крутизной и статизмом.

Снижение потребления нагрузкой активной мощности, в соответствии со своей статической характеристикой, в некоторой мере снижает дефицит генерирующей мощности в электроэнергетической системе. Это явление называется *регулирующий эффект нагрузки*, таким образом, нагрузка препятствует изменению частоты в системе и выполняет роль регулятора частоты.

В периоды утренних подъемов и ночных сбросов динамические изменения нагрузки в электроэнергетической системе могут достигать больших значений (до  $10...15\%$  полной мощности нагрузки системы за 30 минут). За это короткое время регулирование частоты, осуществляемое оперативным персоналом электроэнергетической системы, без участия автоматических регуляторов реализовать невозможно. Между тем, как следует из формулы (13.3), изменение частоты за такой период может достигать в относительных единицах

$$\Delta f^* = \frac{\Delta f}{f_0} = (0,5...1) \cdot (0,1...0,15) = 0,05...0,15$$

или в абсолютных единицах

$$\Delta f = \Delta f^* \cdot f_n = (0,05...0,15) \cdot 50 = (2,5...7,5) \text{ Гц},$$

что совершенно недопустимо.

Для уменьшения изменения частоты целесообразно использовать характеристики генераторов с малыми значениями статизма характеристик регуляторов скорости турбин (или больших значений крутизны характеристик), поскольку это оказывает благотворное действие на поддержание частоты в системе. Однако слишком малые значения

статизма характеристик генераторов достаточно трудно реализовать, поскольку у характеристик имеются зоны нечувствительности (рис. 13.5, а), приводящий к неоднозначности процесса установления определенной мощности генераторов ( $\Delta P_r$  на рис. 13.5, а). По этой причине статизм характеристик генераторов ограничивается величиной 0,05...0,1, а ее крутизна соответственно 20...10.

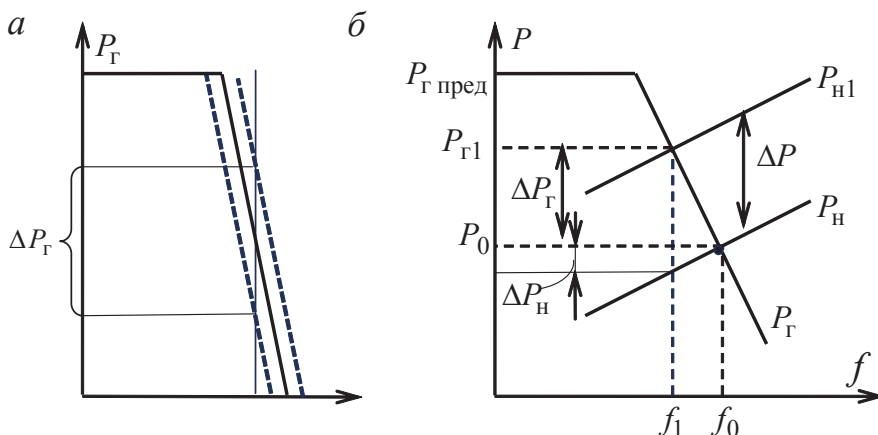


Рис. 13.5. Зона нечувствительности характеристики генератора (а) и регулирование частоты при изменении нагрузки (б)

Процесс регулирования частоты рассмотрен на примере подключения дополнительной нагрузки для случая, когда процесс регулирования не выходит за пределы рабочей части характеристик генераторов (рис. 13.5, б).

Как следует из рис. 13.5, б, подключение дополнительной нагрузки  $\Delta P$  будет сопровождаться снижением частоты от первоначального значения  $f_0$  до некоторой величины  $f_1$ . При этом мощность генераторов, в соответствии с действием их регуляторов скорости турбин, увеличится до значения  $P_{r1}$ , то есть на величину  $\Delta P_r = P_{r1} - P_0$ .

Поскольку частота в системе при этом снизится, то «старая» нагрузка системы  $P_H$  уменьшится на величину  $\Delta P_H$  (регулирующий эффект нагрузки) при снижении частоты на величину  $\Delta f_1 = f_0 - f_1$ .

Таким образом, подключение дополнительной нагрузки  $\Delta P$  приведет к ее компенсации за счет увеличения генерации на  $\Delta P_r$  и за счет регулирующего эффекта «старой» нагрузки системы на  $\Delta P_H$ , тогда  $\Delta P = \Delta P_r + \Delta P_H$ .

В относительных единицах можно записать

$$\Delta P^* = \Delta P_{\Gamma}^* + \Delta P_{\text{н}}^*. \quad (13.5)$$

Выражая каждую из составляющих (13.5) через изменение частоты и крутизну каждой из характеристик, имеем

$$\Delta P^* = \Delta f^* K_{\Gamma} + \Delta f^* K_{\text{н}} = \Delta f^* (K_{\Gamma} + K_{\text{н}}) = \Delta f^* K_{\text{с}}, \quad (13.6)$$

где  $K_{\text{с}} = K_{\Gamma} + K_{\text{н}}$  — крутизна результирующей частотной характеристики системы, учитывающей положительный регулирующий эффект нагрузки.

Если рассмотреть возможное изменение частоты  $\Delta f$  в системе за время утренних подъемов нагрузки (порядка 30 мин), то с учетом введенных выше диапазонов возможного изменения крутизны характеристик нагрузки и регуляторов скорости турбин и скорости изменения нагрузки в системе можно найти изменение частоты.

Из формулы (13.6) изменение частоты определяется выражением

$$\Delta f = \frac{\Delta P^* f_0}{K_{\Gamma} + K_{\text{н}}} \quad (13.7)$$

Принимая за базу номинальную частоту  $f_0 = f_{\text{н}}$  и учитывая введенные диапазоны параметров, можно найти изменение частоты  $\Delta f$ , Гц:

$$\Delta f = \frac{(0,1...0,15)50}{(20...10)+(2...1)} = (0,227...0,682).$$

Таким образом, регулирующего действия одних лишь регуляторов скорости турбин может быть недостаточно для того, чтобы обеспечить качественное поддержание частоты.

Тем более это становится невозможным, если в системе недостаточен резерв генерирующей мощности. В рассмотренном выше примере (рис. 13.5) резерв генерирующей мощности в начальный момент времени равен  $P_{\text{рез},0} = P_{\Gamma, \text{пред}} - P_0$ , а по окончании процесса подключения новой нагрузки и процесса регулирования, он снижается до величины  $P_{\text{рез},1} = P_{\Gamma, \text{пред}} - P_{\Gamma 1}$ , но продолжает оставаться положительным.

Однако этого может не быть, если величина новой подключаемой нагрузки достаточно велика (рис. 13.6). В этом случае целесообразно процесс изменения частоты разделить на две стадии. На первой ста-

дии снижения частоты (от  $f_0$  до  $f_1$ ) действуют регуляторы скорости турбин. При этом полностью «выбирается» резерв мощности генераторов  $P_{\text{рез.0}} = P_{\text{г. пред}} - P_0$ . Изменение частоты  $\Delta f_1^*$  в относительных единицах определяется выражением

$$\Delta f_1^* = f_1^* - f_0^* = \frac{P_{\text{рез.0}}^*}{K_{\text{г}}}. \quad (13.8)$$

Этому изменению частоты соответствует некоторая часть  $\Delta P_1^*$  мощности новой подключаемой нагрузки, определяемая соотношением (13.7):

$$\Delta P_1^* = \Delta f_1^* (K_{\text{г}} + K_{\text{н}}), \quad (13.9)$$

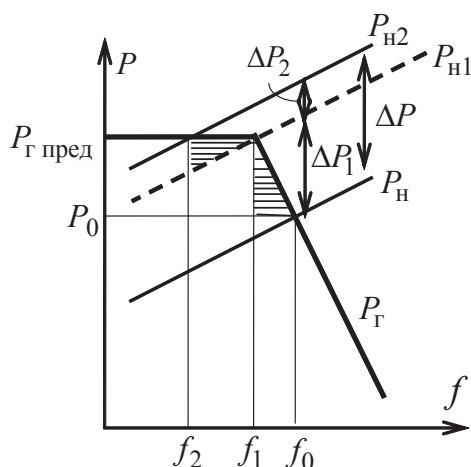


Рис. 13.6. Подключение дополнительной нагрузки в условиях дефицита генерирующей мощности

поскольку регулирование частоты осуществляется как за счет генераторов, так и за счет регулирующего эффекта нагрузки.

Оставшаяся часть новой подключаемой нагрузки  $\Delta P_2 = \Delta P - \Delta P_1$  будет обеспечиваться исключительно за счет регулирующего эффекта нагрузки при снижении частоты в системе

$$\Delta f_2^* = f_2^* - f_1^* = \frac{\Delta P_2^*}{K_{\text{н}}}. \quad (13.10)$$

### 13.2.3. Определение частоты при аварийных отключениях генераторов

При аварийном отключении генераторов энергосистемы общей мощностью  $\Delta P_{\text{г}}$  изменение частоты не произойдет, если имеется достаточный резерв генерирующей мощности,  $\Delta P_{\text{рез}}$ , превышающий отключенную мощность генераторов  $\Delta P_{\text{г}}$ , как показано на рис. 13.7, а:

$$\Delta P_{\text{рез}} = P_{\text{г. пред}} - P_0 > \Delta P_{\text{г}}.$$

Иное дело — отсутствие достаточного резерва мощности (рис. 13.7, б).

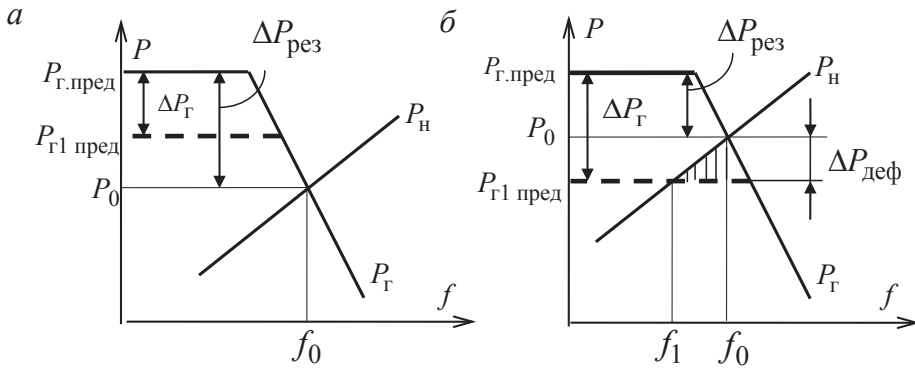


Рис. 13.7. Аварийное отключение части генераторов при достаточном резерве генерирующей мощности (а) и при недостаточном резерве (б)

Если потеря генерирующей мощности будет равна имеющемуся резерву генерирующей мощности  $\Delta P_{\text{рез}} = P_{Г\text{ пред}} - P_0$ , частота в системе будет поддерживаться на прежнем уровне. Однако если потеря генерирующей мощности превысит резерв, то возникнут дефицит генерирующей мощности  $\Delta P_{\text{деф}} = P_0 - P_{Г1\text{ пред}}$  и снижение частоты, которое будет определяться крутизной характеристики нагрузки. Отсюда нетрудно записать выражение для расчета величины снижения частоты  $\Delta f = f_0 - f_1$ :

$$\Delta f^* = \Delta P_{\text{деф}}^* \frac{1}{K_n}. \quad (13.11)$$

Следует заметить, что изложенный в начале параграфа процесс изменения частоты в системе при аварийных отключениях генераторов и при наличии достаточного резерва генерирующей мощности не приведет к изменению частоты в системе в случае, когда в действие вводится не только первичное, но также вторичное регулирование частоты. Однако эти два этапа регулирования включают различные действия. Поэтому на первом этапе процесса регулирования, когда в регулировании частоты участвуют только регуляторы скорости турбин, снижение частоты при потере части генераторов все же произойдет, как показано на рис. 13.8.

При отключении части генераторов суммарной мощностью  $\Delta P_G$  соответственно опустится частотная характеристика генерирующей мощности оставшихся в работе генераторов. Новые значения мощности системы и частоты будут определяться точкой пересечения характе-

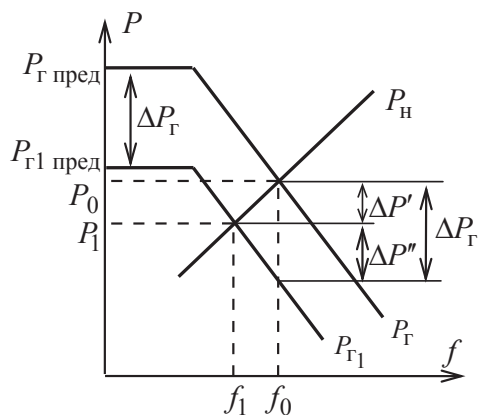


Рис. 13.8. Снижение частоты при аварийном отключении генераторов (первичное регулирование частоты)

ной характеристики нагрузки,  $(\Delta P')^* = \Delta f^* K_H$ , а изменение  $\Delta P''$  — крутизной генераторов  $(\Delta P'')^* = \Delta f^* K_G$ .

Теперь можно записать соотношение, которое позволит определить изменение частоты

$$\Delta f^* (K_G + K_H) = (\Delta P')^* + (\Delta P'')^* = \Delta P_G^*. \quad (13.12)$$

### 13.3. Работа частотоведущих станций

Как следует из предыдущего параграфа, наличие резерва мощности, превышающего возможный рост нагрузки по графику и снижение генерирующей мощности из-за аварийных отключений генераторов, является необходимым условием поддержания приемлемого качества частоты в энергосистеме.

Кроме того, выше было показано, что одни лишь регуляторы скорости турбин неспособны поддерживать частоту в допустимых пределах при отмеченных возмущениях.

Наличие механизма изменения скорости вращения турбины (МИСВ) само по себе не решает проблему вторичного регулирования

характеристики нагрузки и нового положения характеристики генерирующей мощности.

Если обозначить изменение мощности нагрузки через  $\Delta P'$ , а изменение мощности оставшихся в работе генераторов при изменении частоты от первоначального значения  $f_0$  до результирующего  $f_1$  через  $\Delta P''$ , то можно записать, что  $\Delta P_G = \Delta P' + \Delta P''$ ,

или в относительных единицах  $\Delta P_G^* = (\Delta P')^* + (\Delta P'')^*$ . При этом изменение  $\Delta P'$  определяется крутиз-

ния частоты. Если поручить такое регулирование только оперативному персоналу электростанций, то из-за недостаточного быстрого действия процесса регулирования и возможной несогласованности действий персонала разных электростанций вторичное регулирования частоты не будет успешным.

Эффективным способом регулирования частоты является применение системных регуляторов частоты. Однако устанавливать такие регуляторы на каждой станции нецелесообразно, по крайней мере, по двум причинам.

Первая — дороговизна внедрения такого регулирования, поскольку для согласованности систем регулирования необходимо централизовать процесс, а значит, иметь каналы передачи информации от электростанций к диспетчерскому пункту энергосистемы.

Вторая — нецелесообразность привлечения к процессу вторичного регулирования всех электростанций, так как вторичное регулирование частоты, по сути, реализует регулирование работы в пиковой зоне графика нагрузки энергосистемы. Работу электростанций по покрытию графика нагрузки системы целесообразно разделить по их типам — базисным, маневренным и пиковым — в соответствии с характеристиками мобильности, экономичности и особенностями технологического процесса на разных типах генерирующих установок.

Перечисленные причины являются обоснованием требования выделять специальные электростанции в энергосистеме, призванные осуществлять вторичное регулирование частоты. Такие электростанции должны удовлетворять следующим условиям:

- относиться к наименее экономичным электростанциям энергосистемы;
- быть мобильными в отношении скорости изменения электрической нагрузки генераторов;
- иметь большую располагаемую мощность и широкий диапазон ее регулирования.

Кроме того, как уже говорилось, желательно выделять в качестве частотоведущих небольшое число электростанций (одну–три).

Первое из названных требований определяется тем, что, поскольку частотоведущие электростанции участвуют в покрытии пиковой зоны графика нагрузки энергосистемы, они имеют низкое число часов использования установленной мощности. Между тем для повышения экономичности работы энергосистемы высокоэкономичные электро-



станции необходимо загружать в первую очередь, то есть помещать их в зону базисной части графика электрической нагрузки.

Требование мобильности генерирующих агрегатов частотоведущих электростанций определяется необходимостью сокращать время значительных отклонений частоты от номинальной, то есть частотоведущие электростанции должны быть способными при необходимости быстро менять свою мощность.

В связи с этим в качестве частотоведущих электростанций желательно использовать гидроэлектростанции. Турбины ГЭС способны запускаться и набирать номинальную мощность из остановленного состояния всего за одну–две минуты. В то же время ГЭС относится к самым экономичным станциям. Таким образом, мы имеем противоречивые условия. Поэтому ГЭС целесообразно представлять в виде двух частей. Одна часть генераторов выделяется на базисную часть графика нагрузки системы, а другая — на пиковую часть. Поэтому суммарная установленная мощность ГЭС обычно имеет сравнительно невысокое число часов использования установленной мощности, объясняемое значительным резервом мощности, закладываемым с учетом большой неравномерности ее годового графика работы.

Кроме того, в качестве частотоведущих электростанций можно использовать широко развивающиеся в настоящее время газотурбинные электростанции ГТС и парогазовые установки ПГУ. Это обусловлено достаточно высокой маневренностью ПГУ и ГТС.

Третье условие требует пояснения. Представим процесс регулирования частоты в осях  $f$ ,  $P_{\text{ч.в}}$ ,  $P_{\text{ост}}$ , где  $P_{\text{ч.в}}$  — мощность частотоведущих станций, а  $P_{\text{ост}}$  — мощность остальных электростанций энергосистемы. Их характеристики изображены на рис. 13.9.

Начальные параметры работы системы обозначены как  $f_0$ ,  $P_{\text{ч.в.0}}$ ,  $P_{\text{ост.0}}$ . На рис. 13.9 изображены также характеристики нагрузки энергосистемы. Условно вся нагрузка  $P_{\text{н}}$  распределяется между частотоведущими и остальными электростанциями энергосистемы в соответствии с их характеристиками и единой частотой в системе, так что

$$P_{\text{ч.в.0}} + P_{\text{ост.0}} = P_{\text{сист.0}} = P_{\text{н}}.$$

Пусть в энергосистеме произошло увеличение нагрузки на величину  $\Delta P_{\text{н}}$ , в результате этого частота в системе понизилась до значения  $f_1$ ,

определяемого первичным регулированием частоты и начальная нагрузка системы  $P_{\text{сист.0}}$  снизилась, за счет регулирующего эффекта нагрузки, на величину  $\Delta P_{\text{сист.0}}^{\text{рз}}$ ,

$$\Delta P_{\text{сист.0}}^{\text{рз}} = \Delta P_{\text{ч.в.0}}^{\text{рз}} + \Delta P_{\text{ост.0}}^{\text{рз}}$$

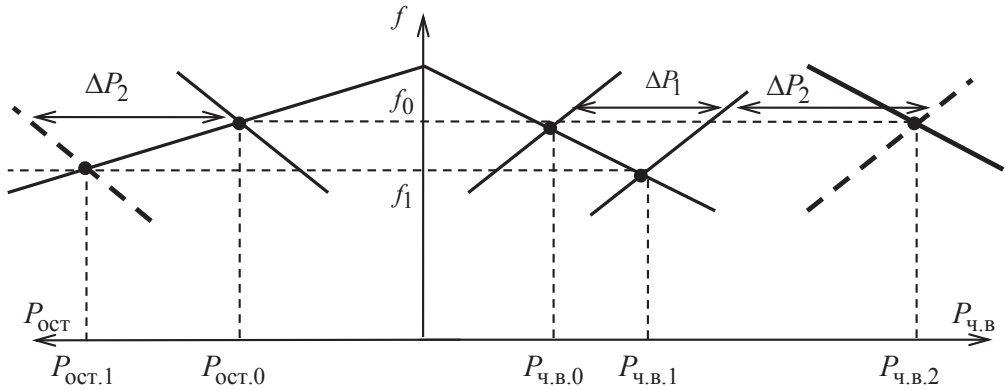


Рис. 13.9. К выбору диапазона регулирования частотоведущих станций

При изменении частоты на первом этапе начинают действовать все регуляторы скорости турбин — как частотоведущих, так и остальных электростанций, и наброс нагрузки  $\Delta P_{\text{н}}$  перераспределится  $\Delta P_{\text{н}} = \Delta P_1 + \Delta P_2$  между частотоведущими,  $\Delta P_1$  и остальными,  $\Delta P_2$  электростанциями энергосистемы, их новые мощности при частоте  $f_1$ :

$$P_{\text{ч.в.1}} = (P_{\text{ч.в.0}} - \Delta P_{\text{ч.в.0}}^{\text{рз}}) + \Delta P_1;$$

$$P_{\text{ост.1}} = (P_{\text{ост.0}} - \Delta P_{\text{ост.0}}^{\text{рз}}) + \Delta P_2.$$

Таким образом, в первичном регулировании частоты участвуют все электростанции энергосистемы.

Затем вступают в действие системные регуляторы частоты (вторичное регулирование частоты), при этом частотоведущие электростанции (под действием их МИСВ) начинают увеличивать генерацию мощности, тем самым разгружая остальные электростанции и восстанавливая в системе частоту до значения  $f_0$ , как показано на рис. 13.9. На этом этапе то изменение нагрузки  $\Delta P_2$ , которое приняли на себя остальные электростанции, теперь воспринимают на себя

частотоведущие электростанции, их начальная мощность увеличивается до значения  $P_{\text{ч.в.2}}$  на величину прироста нагрузки  $\Delta P_{\text{н}} = \Delta P_1 + \Delta P_2$ , а мощности остальных электростанций в соответствии с характеристикой их регуляторов скорости энергосистемы возвращается к начальному состоянию:

$$P_{\text{ч.в.2}} = P_{\text{ч.в.0}} + \Delta P_1 + \Delta P_2 = P_{\text{ч.в.0}} + \Delta P_{\text{н}};$$

$$P_{\text{ост.0}} = P_{\text{ост.0}}.$$

Как следует из рис. 13.9, частотоведущие электростанции для успешного регулирования частоты должны иметь очень большой диапазон регулирования мощности. Для рассмотренного примера он выражается величиной

$$P_{\text{ч.в.2}} - P_{\text{ч.в.0}} \geq \Delta P_{\text{н}}.$$

Обычно в энергосистемах в нормальных режимах должен быть обеспечен горячий резерв активных мощностей не менее 20 % от максимальной мощности нагрузки. В послеаварийных режимах, после отключения наиболее крупного блока энергосистемы, горячий резерв активных мощностей должен быть не менее 8 % от максимальной мощности нагрузки. Под горячим резервом энергосистемы понимается суммарный резерв генерирующей мощности на работающих блоках электростанций (генераторах), который может быть использован для регулирования частоты.

Кроме горячего резерва, в энергосистемах должен существовать холодный резерв — исправные блоки на электростанциях, которые могут быть запущены при ожидании роста мощностей нагрузок, например при прогнозе снижения температуры окружающей среды. Следует учитывать, что холодный резерв не может быть использован для регулирования частоты, так как пуск блока может составлять несколько часов и не всегда гарантированно успешен.

### 13.4. Автоматическое регулирование частоты

Отклонение частоты от номинального значения отрицательно влияет на работу оборудования электростанций. Снижение частоты вращения генераторов и двигателей влияет на работу собственных нужд

электростанций. В свою очередь, снижение производительности собственных нужд электростанций приводит к снижению выработки активной мощности генераторами и дальнейшему снижению частоты. В результате возникает явление *лавины частоты*.

Процесс снижения частоты вызывает уменьшение выработки реактивной мощности генераторами и в то же время увеличение ее потребления нагрузками, что приводит к понижению напряжения в сети. При частоте около 43–45 Гц напряжение может снизиться до уровня возникновения *лавины напряжения*. Явления лавины частоты и напряжения протекают довольно быстро (от нескольких десятков секунд до нескольких секунд) и могут привести не только к полному сбросу нагрузки, но и к остановке всех или части электростанций энергосистемы.

Для предотвращения таких аварий применяется специальный комплекс мероприятий: использование вращающегося резерва (горячего резерва) генераторной мощности; перевод гидрогенераторов из режима синхронного компенсатора в генераторный режим и пуск резервных генераторов; отключение части потребителей. С целью ликвидации возникшего дефицита мощности следует в первую очередь обеспечивать быстрый ввод резервной мощности за счет ТЭС. Благодаря малой инерционности систем регулирования паровых турбин, они могут быстро набирать дополнительную нагрузку. Инерционность регулирования гидротурбин значительно больше и позволяет получить от них полную мощность только через 15–20 сек, что не всегда может предотвратить аварию. В настоящее время для снижения инерционности гидротурбин на многих ГЭС успешно применяются устройства автоматического ускорения набора нагрузки при снижении частоты.

Время перевода гидрогенераторов из режима синхронного компенсатора в генераторный режим обычно составляет 10–30 сек, время пуска резервных генераторов — 50–90 сек. Пуск резервных генераторов ГЭС при понижении частоты (частотный пуск), как правило, не может предотвратить аварии с возникновением явления лавины частоты и напряжения.

Величина вращающегося резерва (горячего резерва) генераторной мощности в ряде случаев может быть недостаточной, а иногда и отсутствует вообще. К тому же при крупных авариях, связанных с отключением генераторов, электростанций или разделением энергосистемы на районы, дефицит мощности может достигать большой величины.

В таких случаях более надежным и, что очень важно, быстродействующим средством является автоматическое отключение нагрузки, называемое *автоматической частотной разгрузкой* (АЧР).

В современных электроэнергетических системах весьма интенсивно применяется автоматическое регулирование частоты как в нормальных, так и аварийных режимах. Указанное обстоятельство обусловлено практической невозможностью ручного управления электроэнергетическими системами, характеризующимися высокой скоростью протекания электромагнитных процессов. Внедрение автоматического регулирования частоты существенно повышает надежность работы энергосистем и снижает вероятность распространения аварий в рамках объединенной энергетической системы.

Средства автоматики применяются, в частности, для вторичного регулирования частоты. Система автоматического вторичного регулирования частоты состоит из устройств контроля частоты и устройств воздействия на первичные двигатели электростанций. В настоящее время широко используется микропроцессорная техника и мини-ЭВМ для ведения режима на электростанциях на базе современных пакетов программ.

Другая проблема регулирования частоты возникает при снижении частоты в аварийных ситуациях, в этих случаях весьма успешно применяется автоматическая частотная разгрузка.

Порядок организации автоматической частотной разгрузки (АЧР) должен учитывать специфику, разнообразие и возможность распространения аварий в рамках объединенной энергетической системы.

## 14. Регулирование напряжения в электрических системах

---

### 14.1. Принципы и средства регулирования напряжения

---

**П**од регулированием напряжений понимается комплекс технических мероприятий по ограничению отклонений напряжений от их номинальных значений на шинах потребителей электроэнергии, в системообразующей и распределительных сетях за допустимые ГОСТ 32144–2013 пределы с целью обеспечения экономичной и надежной работы энергетического оборудования. Таким образом, регулирование напряжений производится как в системах электроснабжения потребителей, так и в сетях электроэнергетических систем.

Практически, без специальных регулирующих устройств, допустимый режим напряжений может быть обеспечен только в условиях, когда суммарные потери напряжения в электрической сети относительно невелики. Такие условия имеют место в электрических сетях небольшой протяженности с малым числом промежуточных трансформаций.

В дальнейшем под изменением напряжения будет пониматься его корректировка с помощью единовременного мероприятия, проводимого на длительный период времени. К числу таких мероприятий относятся: изменение рабочего положения регулировочного ответвления нерегулируемого трансформатора; включение установки продольной емкостной компенсации; включение дополнительной линии; замена сечения проводов и т. п. При этом режим напряжений может быть существенно улучшен. Однако закон изменения напряжений остается вынужденным, обусловленным изменением нагрузок.

### 14.1.1. Принципы регулирования напряжения

Под регулированием напряжения понимается текущее изменение параметров системы (напряжения, коэффициента трансформации, потерь напряжения), применяемое в целях обеспечения желательного режима напряжений.

Регулирование напряжения связано с балансом реактивной мощности в сети и на шинах потребителей электроэнергии. Пониженные уровни напряжений наблюдаются, как правило, в районах с дефицитом реактивной мощности.

Задачей регулирования напряжения является намеренное изменение режима напряжений в отдельных пунктах сети по заранее заданным законам. Более надежным и экономичным является автоматическое регулирование напряжения. Законы регулирования напряжения должны устанавливаться из условий обеспечения наиболее экономичной совместной работы источников реактивной мощности, электрических сетей и присоединенных к ним электроприемников. Выбор исходных положений для регулирования напряжения во многом зависит от местных условий, типа сети, состава электроприемников и т. п.

Различают *централизованное* и *местное* регулирование напряжения. При централизованном регулировании в питающем узле одновременно поддерживаются допустимые уровни напряжения в целом для группы потребителей близлежащего района. Местное регулирование предполагает поддержание требуемых уровней напряжения непосредственно на шинах потребителя.

На рис. 14.1 приведен пример использования централизованного (Ц) и местного (М) регулирований напряжений. Следует заметить, что разграничение между местным и централизованным регулированием напряжений дать сложно, так как местное регулирование напряжения в узлах электроэнергетических систем является одновременно централизованным для потребителей электроэнергии, получающих питание из этого узла.

*Местное регулирование* напряжения подразделяется на групповое (МГ) и индивидуальное (МИ). *Групповое* регулирование выполняется одновременно для группы потребителей, *индивидуальное* — для одного, обычно особого потребителя.

*Централизованное регулирование* напряжения в зависимости от характера графиков нагрузок можно условно разбить на три типа: ста-

билизация напряжения; двухступенчатое регулирование; встречное регулирование напряжения.

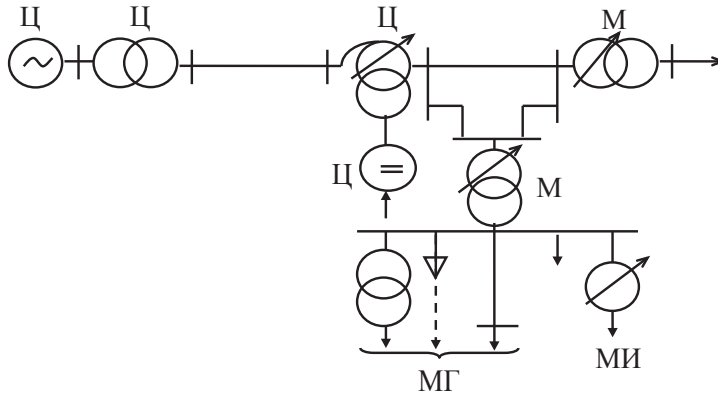


Рис. 14.1. Централизованное (Ц) и местное (М) (МГ — групповое, МИ — индивидуальное) регулирование напряжения в электрической системе

*Стабилизация* напряжения применяется для потребителей с практически неизменной нагрузкой, график показан на рис. 14.2, а, требуемый уровень напряжения на шинах таких потребителей необходимо поддерживать неизменным в течение суток.

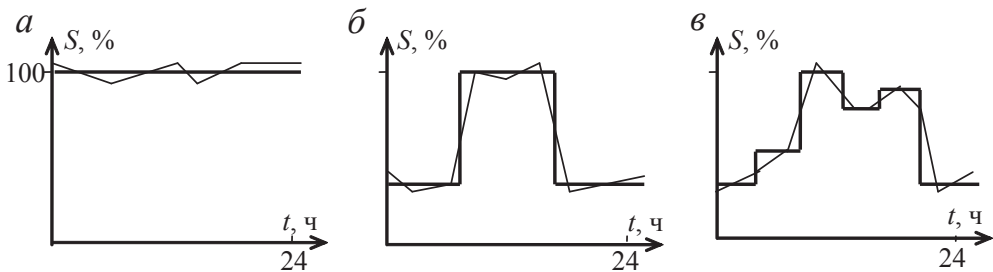


Рис. 14.2. График нагрузок потребителей:

а — неизменный; б — двухступенчатый; в — многоступенчатый

*Двухступенчатое регулирование* применяют для нагрузок, график которых имеет два явно выраженных уровня. При этом поддерживаются два требуемых уровня напряжения в соответствии с графиком нагрузок, показанном на рис. 14.2, б. Обычно требуемый уровень напряжения в режиме максимальных нагрузок выше, чем в режиме минимальных нагрузок.



*Встречное регулирование* напряжения применяется для потребителей с переменным, многоступенчатым графиком нагрузок и является развитием двухступенчатого. Для каждого момента времени в течение суток будут иметь место некоторые особые значения нагрузки и, соответственно, особые значения потерь напряжения от шин подстанции до потребителя. Для поддержания требуемых уровней напряжений на шинах потребителя напряжение следует регулировать в соответствии с графиком нагрузок, показанном на рис. 14.2, в. Встречное регулирование заключается в поддерживании на шинах понижающих подстанций в период наибольших нагрузок повышенного напряжения, а в период наименьших нагрузок его снижения до номинального.

Регулирование называется встречным потому, что в режимах максимальных нагрузок напряжение на шинах подстанции повышается, а в минимальных — понижается. При таком регулировании напряжения на шинах потребителей как удаленных от питающей подстанции,

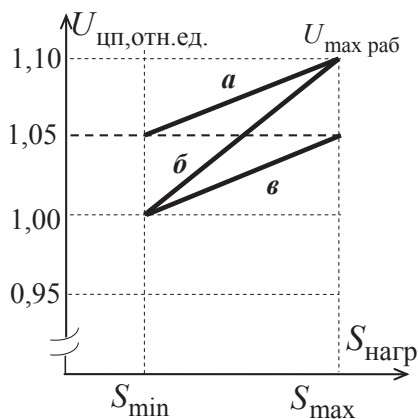


Рис. 14.3. Принцип встречного регулирования напряжения

так и близлежащих они вводятся в допустимые пределы.

Диапазоны напряжений, которые следует поддерживать на шинах источников электроэнергии в максимальном и минимальном режимах, зависят от удаленности потребителей от центров питания.

Если все потребители расположены сравнительно далеко, то на шинах питания поддерживаются завышенные напряжения как в максимальном ( $U_{цп} = 1,1U_{ном}$ ), так и в минимальном ( $U_{цп} = 1,05U_{ном}$ ) режимах. На рис. 14.3 этой ситуации соответствует линии *а*.

При больших нагрузках потребителей и неравномерном графике нагрузок на шинах центра питания поддерживаются в максимальном режиме завышенные напряжения ( $U_{цп} = 1,1U_{ном}$ ), в минимальном — номинальное ( $U_{цп} = U_{ном}$ ) режимах. На рис. 14.3 этой ситуации соответствует линии *б*. Когда и все потребители расположены сравнительно недалеко, то на шинах питания в максимальном ре-

жиме поддерживается завышенное напряжение ( $U_{\text{щп}} = 1,05U_{\text{ном}}$ ), а в минимальном режиме номинальное ( $U_{\text{щп}} = U_{\text{ном}}$ ). На рис. 14.3 это соответствует линии **в**.

Более точные диапазоны напряжений, которые следует поддерживать на шинах источников питания  $U_{\text{щп}}$  в максимальном и минимальном режимах, можно определить при решении задачи анализа возможности централизованного регулирования напряжений на шинах центра питания.

### 14.1.2. Проверка возможности централизованного регулирования напряжения

Проверка возможности централизованного регулирования напряжения включает решение двух задач:

- первая заключается в проверке принципиальной возможности централизованного регулирования напряжения, т. е. в проверке обеспечения качества электроэнергии одновременно на шинах всех потребителей с помощью централизованного регулирования напряжения в питающем узле;
- вторая задача решается только при положительном ответе на первый вопрос, содержанием ее является вопрос о технической возможности обеспечения требуемого закона централизованного регулирования напряжения.

Принципы проверки возможности централизованного регулирования можно рассмотреть на примере сети, приведенной на рис. 14.4, *а*.

Схема замещения сети приведена на рис. 14.4, *б*. На трансформаторах, установленных на подстанциях 1 и 2, отсутствуют устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и имеется возможность изменения коэффициентов трансформации только при отключении нагрузок (ПБВ). Таким образом, регулирование напряжения на шинах потребителей в суточном диапазоне возможно только на основе централизованного регулирования напряжения в узле *А* с помощью питающего автотрансформатора.

Допустимые уровни напряжений на шинах потребителей определены заранее в соответствии с требованиями к ним в виде диапазонов: от  $U_{11}^{\text{max доп}}$  до  $U_{11}^{\text{min доп}}$  для узла 11; от  $U_{12}^{\text{max доп}}$  до  $U_{12}^{\text{min доп}}$  для узла 12.

Номинальные напряжения потребителей узлов 11 и 12 могут быть одного или различных классов напряжений.

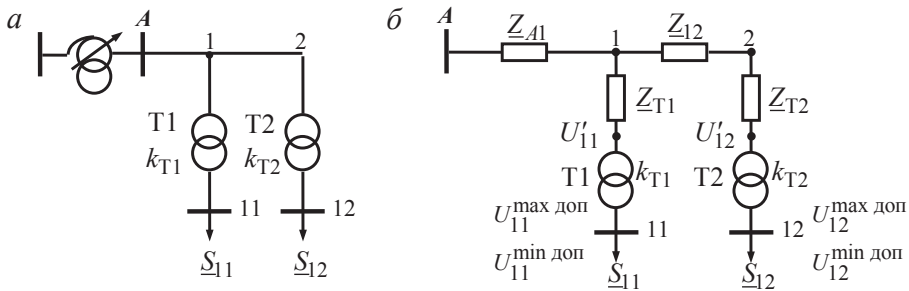


Рис. 14.4. Исходная схема сети (а) и схема замещения (б)

Для решения поставленной задачи при известных диапазонах напряжений на шинах потребителей для проверки возможности централизованного регулирования необходимо найти напряжения в питающем узле А, соответствующие границам диапазонов допустимых напряжений на шинах потребителей.

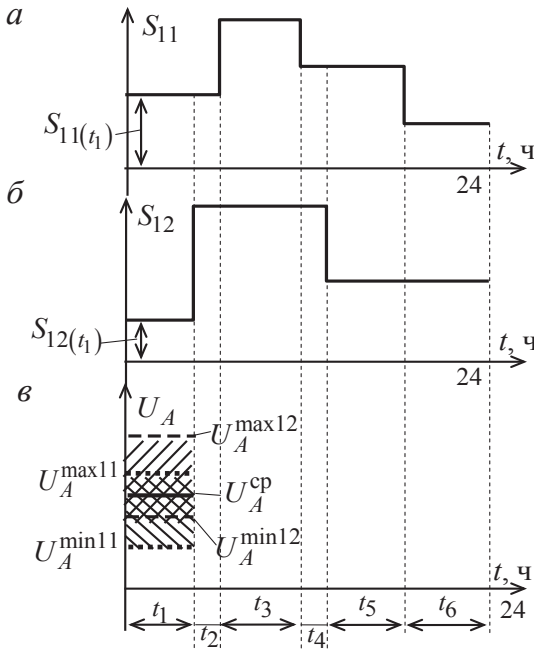


Рис. 14.5. Графики нагрузок потребителей (а, б) и диаграмма напряжений узла А (в)

Величина потерь напряжений на сопротивлениях сети меняется при изменении потоков мощностей, поэтому уровни напряжений в узле А, соответствующие границам диапазонов допустимых напряжений на шинах потребителей, различны для разных значений нагрузок в узлах 11 и 12.

Графики нагрузок потребителей узлов 11 и 12 приведены соответственно на рис. 14.5, а и 14.5, б. С учетом приведенных графиков нагрузок в течение суток существуют 6 временных интервалов постоянства потоков мощностей в сети.

Для определения требуемых для успешного централизованного регулирования напряжений в узле  $A$  необходимо найти диапазоны допустимых напряжений в узле  $A$  для всех потребителей на каждом временном интервале неизменности потоков мощности.

Ниже в качестве примера выполнен расчет напряжений в узле  $A$ , обеспечивающих требования по качеству электроэнергии поочередно для узлов 11 и 12 на временном интервале  $t_1$ , который сопровождается построением диаграммы допустимых напряжений в узле  $A$ , приведенной на рис. 14.5, в.

Первоначально следует определить потоки мощности на всех участках сети на рассматриваемом временном интервале. Расчет может быть выполнен достаточно точно с учетом потерь мощности или приближенно без их учета. Принципы учета потерь мощности рассмотрены в настоящем пособии в главах 7–9. Здесь, чтобы не усложнять решение поставленной задачи, потоки в сети найдены без учета потерь мощности.

При этом на временном интервале  $t_1$  потоки мощности на участках сети:

- $\underline{S}_{1-11(t_1)} = P_{11(t_1)} + jQ_{11(t_1)}$ ;
- $\underline{S}_{2-12(t_1)} = P_{12(t_1)} + jQ_{12(t_1)}$ ;
- $\underline{S}_{1-2(t_1)} = \underline{S}_{2-12(t_1)} = P_{12(t_1)} + jQ_{12(t_1)}$ ;
- $\underline{S}_{A-1(t_1)} = \underline{S}_{1-11(t_1)} + \underline{S}_{2-12(t_1)} = (P_{11(t_1)} + P_{12(t_1)}) + j(Q_{11(t_1)} + jQ_{12(t_1)})$ .

Далее с учетом потерь напряжения на всех участках от узла 11 до узла  $A$  можно найти напряжение  $U_A^{\max 11}$  в узле  $A$ , при котором обеспечивается максимально допустимое напряжение  $U_{11}^{\max \text{ доп}}$  в узле 11.

Первоначально напряжение узла 11 приводится к ступени высшего напряжения сети с использованием номинального значения коэффициента трансформации трансформатора Т1:

$$U_{11'}^{\max \text{ доп}} = U_{11}^{\max \text{ доп}} k_{T1}. \quad (14.1)$$

Потеря напряжения в сопротивлении трансформатора Т1:

$$\Delta U_{T1(t_1)}^{\max 11} = \frac{P_{11(t_1)} R_{T1} + Q_{11(t_1)} X_{T1}}{U_{11'}^{\max \text{ доп}}} = \frac{P_{11(t_1)} R_{T1} + Q_{11(t_1)} X_{T1}}{U_{11}^{\max \text{ доп}} k_{T1}}. \quad (14.2)$$

Напряжение в узле 1:

$$U_{1(t_1)}^{\max 11} = U_{11}^{\max \text{ доп}} k_{T1} + \Delta U_{T1(t_1)}^{\max 11}. \quad (14.3)$$

Потеря напряжения на участке  $A-1$  зависит от мощностей нагрузок узлов 11 и 12 одновременно:

$$\Delta U_{A1(t_1)}^{\max 11} = \frac{[P_{1(t_1)} + P_{2(t_1)}] R_{A1} + [Q_{1(t_1)} + Q_{2(t_1)}] X_{A1}}{U_{1(t_1)}^{\max 11}}. \quad (14.4)$$

Теперь можно найти напряжение в узле  $A$  при котором в узле 11 напряжение соответствует максимально допустимому на временном интервале  $t_1$ :

$$U_A^{\max 11} = U_{1(t_1)}^{\max 11} + \Delta U_{A1(t_1)}^{\max 11}. \quad (14.5)$$

Найденное значение напряжения в узле  $A$  на диаграмме, приведенной на рис. 14.5, *в*, обозначено  $U_A^{\max 11}$  и показано жирной штриховой линией.

Далее находится напряжение  $U_A^{\min 11}$  в узле  $A$ , при котором напряжение в узле 11 равно минимально допустимому  $U_{11}^{\min \text{ доп}}$ :

$$\begin{aligned} U_{11'}^{\min \text{ доп}} &= U_{11}^{\min \text{ доп}} k_{T1}; \\ \Delta U_{T1(t_1)}^{\min 11} &= \frac{P_{11(t_1)} R_{T1} + Q_{11(t_1)} X_{T1}}{U_{11}^{\min \text{ доп}} k_{T1}}; \\ U_{1(t_1)}^{\min 11} &= U_{11}^{\min \text{ доп}} k_{T1} + \Delta U_{T1(t_1)}^{\min 11}; \\ \Delta U_{A1(t_1)}^{\min 11} &= \frac{[P_{1(t_1)} + P_{2(t_1)}] R_{A1} + [Q_{1(t_1)} + Q_{2(t_1)}] X_{A1}}{U_{1(t_1)}^{\min 11}}; \\ U_A^{\min 11} &= U_{1(t_1)}^{\min 11} + \Delta U_{A1(t_1)}^{\min 11}. \end{aligned}$$

Найденное значение напряжения в узле  $A$  на диаграмме, приведенной на рис. 14.5, *в* обозначено  $U_A^{\min 11}$  и показано жирной штриховой линией.

Заштрихованная зона (штриховка слева—направо—вниз) значений напряжений в узле  $A$  на временном интервале  $t_1$  от  $U_A^{\max 11}$  до  $U_A^{\min 11}$  соответствует допустимому диапазону напряжений в узле 11. Таким образом, любое напряжение в указанном диапазоне в узле  $A$ , если оно будет поддерживаться на временном интервале  $t_1$ , обеспечит качество электроэнергии на шинах потребителя в узле 11.

Совершенно аналогично можно найти для этого же временного интервала  $t_1$  границы диапазона напряжений в узле  $A$  ( $U_A^{\max 12}$ ,  $U_A^{\min 12}$ ), соот-

ветствующие границам допустимых значений напряжений в узле 12 ( $U_{12}^{\max \text{ доп}}$ ,  $U_{12}^{\min \text{ доп}}$ ). Диапазон напряжений узла  $A$ , обеспечивающий качество электроэнергии на шинах потребителя в узле 12 на диаграмме, приведенной на рис. 14.5,  $e$ , заштрихован (штриховка слева—направо—вверх), выделен жирной пунктирной линией и обозначен  $U_A^{\max 12}$  и  $U_A^{\min 12}$ .

Пересечение заштрихованных областей показывает диапазон напряжений в узле  $A$ , при котором одновременно обеспечивается качество электроэнергии на шинах потребителей в узлах 11 и 12 на временном интервале  $t_1$ .

Далее необходимо повторить расчеты допустимых уровней напряжений в узле  $A$  на всех временных интервалах постоянства мощностей. Если на всех временных интервалах существуют зоны пересечения уровней напряжений в узле  $A$ , допустимых для узлов 11 и 12, то принципиально централизованное регулирование возможно. Если же хотя бы на одном из временных интервалов постоянства мощностей пересечение зон уровней напряжений в узле  $A$ , допустимых для узлов 11 и 12, отсутствует, то централизованное регулирование без дополнительных мероприятий принципиально невозможно.

В качестве дополнительных могут рассматриваться мероприятия, сближающие зоны напряжений в узле  $A$  допустимых для узлов 11 и 12:

- изменение коэффициентов трансформации  $K_{T1}$  или  $K_{T2}$  с помощью устройства ПБВ, позволяющего изменять коэффициенты трансформации при отключенной нагрузке на длительный период (сезонное регулирование);
- изменение параметров сети;
- возможная коррекция графиков нагрузок.

Следует отметить, что использование перечисленных мероприятий далеко не всегда позволяет сблизить зоны допустимых напряжений в узле  $A$  для обеспечения качества электроэнергии одновременно в узлах 11 и 12.

Если сблизить зоны допустимых напряжений в узле  $A$  не удастся, то для обеспечения допустимых уровней напряжений следует:

- обеспечить за счет централизованного регулирования напряжения обеспечения качества электроэнергии в одном из узлов (11 или 12);
- дополнительно установить средства местного регулирования напряжения для обеспечения качества электроэнергии в другом узле (12 или 11).

Если принципиальная возможность централизованного регулирования напряжения в суточном диапазоне доказана, то можно приступить к решению задачи об обеспечении требуемого закона регулирования. При этом наиболее рационально ориентироваться на среднее значение напряжения  $U_A^{cp}$  на допустимом одновременно для узлов 11 и 12 диапазоне напряжений узла  $A$  на всех  $m$  временных интервалах  $t_i$ ,  $i = 1, 2, \dots, m$  (на рис. 14.5, *в* показано для временного интервала  $t_1$  сплошной жирной линией).

Как правило, задача обеспечения требуемого закона регулирования сводится к выбору рациональных регулировочных ответвлений на обмотках питающих трансформаторов или автотрансформаторов, снабженных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), методика выбора рациональных регулировочных ответвлений трансформаторов будет рассмотрена ниже.

При централизованном регулировании напряжения в питающем узле редко удастся одновременно поддерживать допустимые уровни напряжения на шинах всех потребителей близлежащего района. Обычно для обеспечения желаемых или даже допустимых уровней напряжений приходится применять, кроме централизованного, еще и местное регулирование напряжения непосредственно на шинах потребителей. Практически, без специальных регулирующих устройств, допустимый режим напряжений может быть обеспечен только в условиях, когда суммарные потери напряжения в электрической сети относительно невелики. Такие условия имеют место в электрических сетях небольшой протяженности с малым числом промежуточных трансформаций.

### 14.1.3. Способы и средства регулирования напряжения

Современные электрические системы характеризуются многоступенчатой трансформацией и все увеличивающейся длиной линий различных классов напряжений. Суммарная величина потерь напряжения на пути передачи электроэнергии от ее источников до приемников получается весьма большой. При изменении значений нагрузок от наименьших до наибольших суммарные потери напряжения также значительно изменяются. В результате на зажимах электроприемников имеет место изменение напряжения в весьма значительных пределах,





где  $\Delta U_{i(i+1)}$  — потеря напряжения на любом  $i(i+1)$  участке сети, выраженная через напряжение и поток мощности начала участка и его сопротивление.

Анализ выражения (14.6) и схемы сети, показанной на рис. 14.6, позволяют сформулировать следующие способы регулирования напряжения:

- изменение режима напряжений на шинах ЦП;
- изменение значений потерь напряжения с помощью изменения параметров сети отдельных элементов сети (линий, трансформаторов) или на нескольких участках сети одновременно;
- изменение значений потерь напряжения при изменении потоков реактивной мощности с помощью компенсирующих устройств;
- изменение нерегулируемых и регулируемых под нагрузкой коэффициентов трансформации автотрансформаторов и трансформаторов (Т1, Т2) и, включенных в сети, линейных регуляторов (ЛР).

Среди способов регулирования напряжения следует особо выделить применение автоматизированных источников реактивной мощности (компенсирующих устройств). Использование компенсирующих устройств очень важно в связи с тем, что регулирование напряжения в электрической сети практически возможно только в том случае, когда имеется достаточный резерв реактивной мощности. Это объясняется тем, что понижение уровня напряжения в сети обычно связано с заметным ростом потребляемой реактивной мощности. Дополнительно требуемая реактивная мощность при этом должна быть покрыта за счет имеющегося резерва.

Напряжение на шинах генераторного напряжения станций регулируется путем изменения тока возбуждения генераторов автоматически с помощью специальных автоматических регуляторов возбуждения (АРВ).

Регулирование на шинах низшего напряжения подстанций может производиться с помощью: трансформаторов с РПН; компенсирующих устройств; вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) и линейных регуляторов ЛР.

Практически каждый способ регулирования напряжения может быть выполнен с помощью нескольких видов средств регулирования напряжения.

Средствами регулирования напряжения могут служить: генераторы на электростанциях, трансформаторы с устройствами регулирования

напряжения под нагрузкой (РПН) и без нагрузки (ПБВ); вольтодобавочные трансформаторы и линейные регуляторы; компенсирующие устройства, вырабатывающие (батареи конденсаторов, статические тиристорные компенсаторы, синхронные компенсаторы в перевозбужденном режиме) и потребляющие (реакторы, синхронные компенсаторы в недовозбужденном режиме) реактивную мощность. Кроме того, регулирование напряжения может осуществляться изменением конфигурации сети и параметров схем замещения сети. Некоторое участие в регулировании напряжения принимают и нагрузки, снижающие потребление активной и особенно реактивной мощности при снижении напряжения на их шинах (регулирующий эффект нагрузки).

## **14.2. Регулирование напряжения силовыми трансформаторами**

---

### **14.2.1. Способы регулирования напряжения трансформаторами**

Двухобмоточные и трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы могут устанавливаться в различных пунктах электрических сетей и выполнять функции повышения или понижения класса напряжения сети. Режим напряжений в пунктах установки трансформаторов обычно заранее не известен, кроме того, он может меняться вследствие изменения режимов потребления электроэнергии или изменения параметров электрической сети.

Для успешного регулирования напряжения с целью поддержания требуемых ГОСТ 32144—2013 уровней напряжений на шинах потребителей и обеспечения экономичных режимов работы электрической сети необходимо изменять коэффициенты трансформации трансформаторов. Поэтому понижающие трансформаторы и автотрансформаторы изготавливаются с возможностью изменения коэффициента трансформации в пределах  $\pm 10 \dots 20 \%$ .

Регулировочные ответвления (анцапфы, отпайки) выполняются обычно с питающей стороны, то есть на стороне высшего напряжения понижающих трансформаторов (ВН), если класс высшего номинального напряжения не превышает 220 кВ. При более высоких классах номинального напряжения в сетях устанавливаются автотрансформаторы.

Регулировочные ответвления на современных автотрансформаторах располагаются на линейном выводе общей обмотки. Ранее выпускались, и еще работают в сетях автотрансформаторы с регулировочными ответвлениями, расположенными в нейтрали.

Регулирование напряжения изменением коэффициента трансформации рассмотрено на примере двухобмоточного трансформатора.

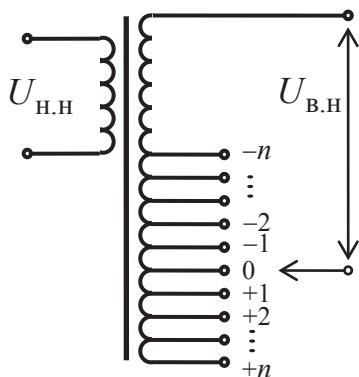


Рис. 14.7. Расположение регулировочных ответвлений

Изменение коэффициента трансформации достигается изменением числа витков одной из обмоток трансформатора, снабженной, кроме основных, дополнительными регулировочными ответвлениями. При этом ответвления, обозначенные на рис. 14.7 знаком «+», позволяют увеличить число витков соответствующей обмотки, а знаком «-» — уменьшить. Основное регулировочное ответвление двухобмоточного трансформатора, соответствующее номинальному коэффициенту трансформации  $k_{т.н}$ , обозначено как «0».

$$k_{т.н} = \frac{U_{в.н}}{U_{н.н}}. \quad (14.7)$$

С учетом возможности изменения числа витков в обмотке высшего напряжения трансформатора при переключении регулировочных ответвлений коэффициент трансформации может быть записан в виде

$$k_t = \frac{U_{в.н} \pm n \cdot k\%}{U_{н.н}}, \quad (14.8)$$

здесь  $n$  — число регулировочных ответвлений в сторону увеличения ( $+n$ ) или уменьшения ( $-n$ ) числа витков обмотки трансформатора;  $k\%$  — цена одного ответвления в процентах от высшего номинального напряжения  $U_{в.н}$ .

Расположение регулировочных устройств со стороны высшего напряжения понижающего трансформатора облегчает переключающее устройство по сравнению с устройством переключения регулировочных ответвлений установленном на стороне низшего напряжения. Это связано с тем, что токи в обмотках высшего напряжения трансформаторов меньше токов в обмотках низшего напряжения и соотносятся

обратно пропорционально напряжениям на обмотках. При высшем номинальном напряжении, превышающем 220 кВ, возникают сложности с изоляцией переключающего устройства, что предопределяет его перенос на сторону среднего напряжения.

По конструктивному выполнению переключающих устройств различают трансформаторы с ПБВ (переключением без возбуждения) и с РПН (переключение под нагрузкой). Трансформаторы с ПБВ необходимо отключать от сети для переключения регулировочных ответвлений. Трансформаторы с РПН не требуют отключения от сети для переключения регулировочных ответвлений.

*Трансформаторы с ПБВ* в настоящее время выполняются с основным (0) и четырьмя дополнительными ответвлениями:  $(-5; -2,5; +2,5; +5) \%$ . На действующих понижающих подстанциях встречаются изготовлявшиеся ранее трансформаторы с ПБВ с двумя дополнительными регулировочными ответвлениями  $(-5$  и  $+5) \%$ .

Переключающее устройство ПБВ выполняется обычно в виде кругового переключателя, принципиальная схема обмоток и переключателя трансформатора с ПБВ в однофазном исполнении приведена на рис. 14.8. При переключении регулировочных ответвлений трансформатор отключается от сети, круговой переключатель  $Q$  переводится в нужное положение и трансформатор включается в сеть.

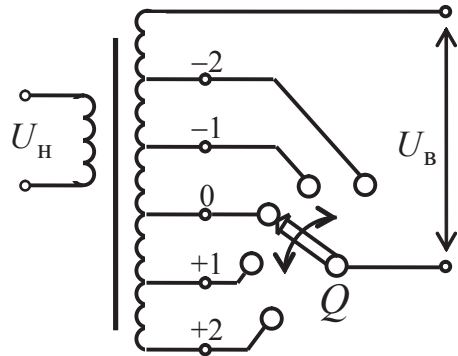


Рис. 14.8. Трансформатор с ПБВ

В связи с необходимостью отключения трансформатора, а значит и нагрузки, от сети, переключения анцапф производятся редко, только при сезонных изменениях нагрузки. Поэтому при изменениях нагрузки в течение суток приходится работать с неизменным коэффициентом трансформации, что может привести к нарушению требований ГОСТа на качество электроэнергии.

Указанное обстоятельство ограничивает использование трансформаторов с ПБВ. Понижающие трансформаторы с ПБВ могут быть установлены только на тех подстанциях, нагрузки которых в максимальных и минимальных режимах таковы, что удастся поддерживать допустимые уровни напряжений с помощью централизованного регу-

лирования напряжения в электрической сети. Кроме того, трансформаторы с ПБВ используются в качестве повышающих трансформаторов на электростанциях в блоке с синхронными генераторами, где регулирование напряжения выполняется на шинах генераторов с помощью систем автоматического регулирования напряжения.

*Трансформаторы с РПН* отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального устройства переключения регулировочных ответвлений (анцапф) под нагрузкой без отключения трансформатора от сети.

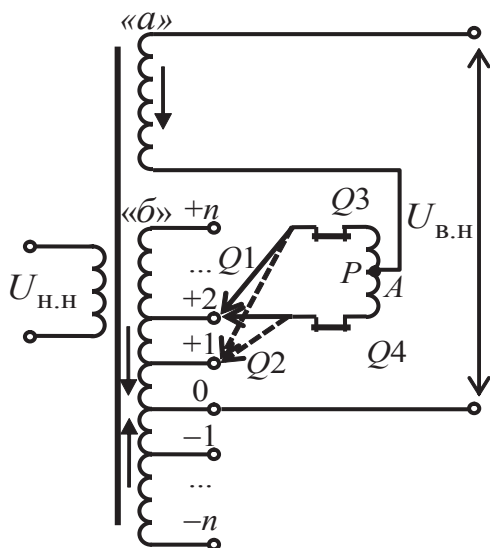


Рис. 14.9. Трансформатор с РПН

Принцип конструкции устройства РПН приведен на рис. 14.9. Обмотка, на которой расположено РПН, выполняется из двух частей: основной нерегулируемой «а» и регулируемой «б». На регулируемой обмотке часть витков включена согласно виткам основной нерегулируемой обмотки (регулирующие ответвления +1, +2, ..., +n) и часть — встречно (ответвления -1, -2, ..., -n).

При использовании регулировочных ответвлений, включенных согласно с основной обмоткой «а» (увеличение числа витков обмотки высшего напряжения), коэффициент

трансформации увеличивается по сравнению с номинальным, что приводит к понижению напряжения на низшей стороне трансформатора.

При использовании ответвлений, включенных встречно с основной обмоткой «а» (снижение числа витков обмотки высшего напряжения), коэффициент трансформации уменьшается и напряжение на низшей стороне трансформатора повышается.

Устройство РПН состоит из двух подвижных контактов  $Q1$  и  $Q2$ , двух неподвижных  $Q3$  и  $Q4$  и реактора  $P$ . При работе трансформатора под нагрузкой оба подвижных контакта  $Q1$  и  $Q2$  установлены на одном регулировочном ответвлении обмотки высшего напряжения понижающего трансформатора (показано на рис. 14.9 сплошной линией).

Мощные неподвижные контакты  $Q3$  и  $Q4$  замкнуты, и ток нагрузки протекает по двум ветвям  $Q1$ ,  $Q3$  и  $Q2$ ,  $Q4$  регулирующего устройства. Вывод  $A$  нерегулируемой обмотки «а» располагается в центре реактора  $P$ . Обе части реактора обтекаются встречными токами и индуктивное сопротивление реактора близко к нулю.

При переходе с одной анцапфы на другую (на рис. 14.9 — с ответвления «+2» на ответвление «+1») половинный ток нагрузки трансформатора разрывается неподвижным контактом  $Q4$ . При этом не происходит перерыва питания потребителей, так как ток нагрузки протекает по одной цепи регулировочного устройства  $Q1$ ,  $Q3$ . Затем подвижный контакт  $Q2$  переводится на соседнее с исходным регулировочное ответвление (ответвление «+1») и вновь замыкается неподвижный контакт  $Q4$ .

Возникает уравнивающий ток в замкнутом контуре ( $Q1$ – $Q3$  (сплошные линии), реактор,  $Q4$ – $Q2$  (пунктирные линии), витки обмотки «б») под действием ЭДС, обусловленной разницей потенциалов между выводами двух соседних ответвлений («+2» и «+1»). При этом ток в обоих плечах реактора имеет одно направление, сопротивление реактора существенно увеличивается, ограничивая уравнивающий ток (ток виткового замыкания через реактор  $P$ ).

Далее разрывается неподвижный контакт  $Q3$ , подвижный  $Q1$  переводится на новое ответвление («+2») и восстанавливается нормальный режим работы трансформатора (на рис. 14.9 показан пунктиром).

При регулировании напряжения для ограничения величины уравнивающего тока переключение выполняется только на соседнее с исходным регулировочное ответвление. При необходимости переключения на несколько ответвлений процесс переключения выполняется по шагам.

Трансформаторы с РПН имеют большее число ступеней регулировочных ответвлений, чем трансформаторы с ПБВ. Обычно пределы регулирования коэффициента трансформации трансформаторов с РПН составляют от  $\pm 16$  до  $\pm 20\%$  от номинального. Например, трансформаторы с высшим номинальным напряжением 115 кВ имеют 18 дополнительных ( $\pm 9$ ) регулировочных ответвлений по 1,78 %, что соответствует диапазону регулирования  $\pm 16\%$  от номинального коэффициента трансформации. Коэффициент трансформации двухобмоточного понижающего трансформатора с РПН определяется по соотношению (14.8).

На *трехобмоточных понижающих трансформаторах* устройство РПН устанавливается на стороне высшего напряжения, если класс высшего номинального напряжения  $U_{в.н} \leq 220$  кВ, или на стороне среднего напряжения, если  $U_{в.н} > 220$  кВ.

При наличии устройства РПН на стороне высшего напряжения регулирование напряжения на сторонах среднего и низшего напряжения не может быть выполнено независимо, так как изменение числа витков обмотки высшего напряжения приводит к одновременному изменению напряжений на сторонах среднего и низшего напряжений. При этом коэффициенты трансформации  $k_{в.с}$  и  $k_{в.н}$  имеют вид

$$k_{в.с} = \frac{U_{в.н} \pm n \cdot k\%}{U_{с.н}}; \quad (14.9)$$

$$k_{в.н} = \frac{U_{в.н} \pm n \cdot k\%}{U_{н.н}}. \quad (14.10)$$

Зависимое регулирование напряжений на средней и низшей сторонах трехобмоточного трансформатора приводит к возможности обеспечения требуемого напряжения только на одной из сторон (средней или низшей) и к вынужденному уровню напряжения на другой. Указанное обстоятельство может привести к необходимости установки дополнительных устройств регулирования напряжения на одной из сторон трехобмоточного трансформатора (обычно стороне низшего напряжения).

При установке устройства РПН трехобмоточных понижающих трансформаторов на стороне среднего напряжения регулирование напряжения на стороне среднего напряжения выполняется независимо от напряжения на низшей стороне. При этом коэффициент трансформации  $k_{в.с}$  вычисляется по соотношению

$$k_{в.с} = \frac{U_{в.н}}{U_{с.н} \pm n \cdot k\%}. \quad (14.11)$$

Коэффициент трансформации  $k_{в.н}$  не регулируется и равен номинальному

$$k_{в.н} = \frac{U_{в.н}}{U_{н.н}}. \quad (14.12)$$

В выражении (14.11) цена регулировочного ответвления ( $k\%$ ) определяется в процентах от среднего номинального напряжения.



На *автотрансформаторах* устройство РПН в настоящее время встраивается со стороны линейного вывода общей обмотки (со стороны среднего напряжения). Ранее выпускались автотрансформаторы с устройством РПН, встроенным в общую обмотку со стороны нейтрали.

При размещении РПН автотрансформатора в нейтрали, показано на рис. 14.10, изменение коэффициента трансформации между ступенями высшего и среднего напряжений и между ступенями высшего и низшего напряжений является зависимым. При этом коэффициенты трансформации  $k_{в.с}$  и  $k_{в.н}$  определяются по формулам:

$$k_{в.с} = \frac{U_{в.н} \pm n \cdot k\%}{U_{с.н} \pm n \cdot k\%}; \quad (14.13)$$

$$k_{в.н} = \frac{U_{в.н} \pm n \cdot k\%}{U_{н.н}}. \quad (14.14)$$

В выражениях (14.13) и (14.14) цена одного регулировочного ответвления ( $k\%$ ) указывается в процентах от высшего номинального напряжения автотрансформатора. При сравнении выражений (14.13) и (14.14) видно, что изменение одного из коэффициентов трансформации  $k_{в.с}$  или  $k_{в.н}$  неизбежно приводит к изменению второго и, следовательно, к зависимому регулированию напряжений на сторонах среднего и низшего напряжений.

Автотрансформаторы с размещением РПН в нейтрали изготавливались обычно с шестнадцатью дополнительными регулировочными ответвлениями (по восемь ответвлений в стороны увеличения и снижения числа витков общей обмотки) с ценой каждого 1,5% от высшего номинального напряжения автотрансформатора:  $\pm 8 \cdot 1,5\%$ .

При размещении РПН на линейном выводе общей обмотки со стороны среднего

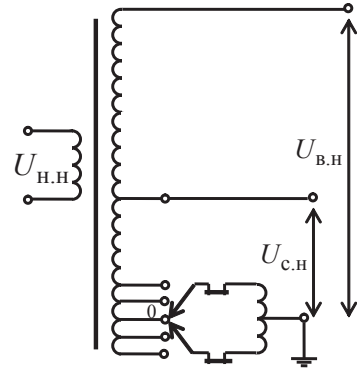


Рис. 14.10. Размещение РПН в нейтрали автотрансформатора

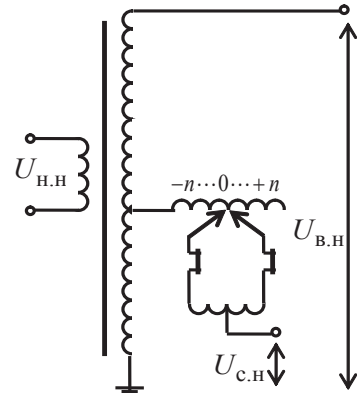


Рис. 14.11. Размещение РПН на линейном выводе общей обмотки автотрансформатора



напряжения автотрансформатора, показано на рис. 14.11, возможно изменение только коэффициента трансформации  $k_{в.с}$  между ступенями высшего и среднего напряжений. Коэффициент трансформации  $k_{в.н}$  между ступенями высшего и низшего напряжений не регулируется. Коэффициенты трансформации  $k_{в.с}$  и  $k_{в.н}$  вычисляются по соотношениям, аналогичным (14.11) и (14.12):

$$k_{в.с} = \frac{U_{в.н}}{U_{с.н} \pm n \cdot k\%};$$

$$k_{в.н} = \frac{U_{в.н}}{U_{н.н}}.$$

При этом цена регулировочного ответвления ( $k\%$ ) определяется в процентах от среднего номинального напряжения. Пределы регулирования коэффициента трансформации автотрансформаторов с размещением РПН на линейном выводе общей обмотки обычно составляют  $\pm 6 \cdot 2\%$ .

Наличие РПН у трансформаторов и автотрансформаторов на электрических схемах обозначается перечеркиванием стрелкой слева направо под углом  $45^\circ$  обмотки, на которой установлено РПН. В маркировке трансформаторов с РПН присутствует буква «Н». Например, ТРДН–40000/110, АТДЦТН–125000/220/110.

#### 14.2.2. Выбор рациональных регулировочных ответвлений

Выбор рациональных регулировочных ответвлений на трансформаторах выполняется с целью обеспечения требуемого ГОСТ 32144–2013 качества электроэнергии на шинах потребителей электроэнергии. При этом на трансформаторах с ПБВ выбираются рациональные ответвления на длительный период, а на трансформаторах с РПН выполняется выбор закона суточного регулирования с учетом суточных графиков нагрузок потребителей.

Выбор рациональных ответвлений на трансформаторах с РПН предполагает определение требуемого напряжения  $U_{тр}$  на шинах низшего напряжения понизительной подстанции (трансформатора). Потребители электроэнергии могут находиться на различном удалении от шин понизительной подстанции, как показано на рис. 14.12. Некоторые потребители могут быть практически на шинах подстанции (потре-

битель П1), другие достаточно удалены от шин низшего напряжения подстанции (потребитель П2).

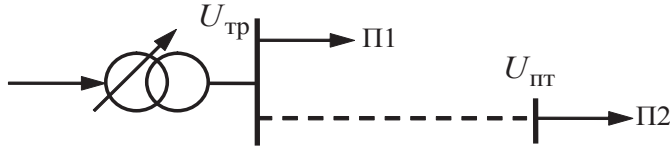


Рис. 14.12. Расположение подстанции и потребителей

При расположении потребителя вблизи шин подстанции (П1) желательно поддерживать на ее шинах требуемое напряжение равное номинальному напряжению потребителя  $U_{\text{н.пт}}$ ,  $U_{\text{тр}} = U_{\text{н.пт}}$ .

В случае расположения потребителя на некотором расстоянии от шин подстанции напряжение на его шинах  $U_{\text{пт}}$  отличается от напряжения на шинах подстанции на величину потери напряжения на линии  $\Delta U$ . Следовательно, требуемое напряжение  $U_{\text{тр}}$  должно превышать номинальное напряжение потребителя  $U_{\text{н.пт}}$  на величину потери напряжения  $\Delta U$ :

$$U_{\text{тр}} = U_{\text{н.пт}} + \Delta U. \quad (14.15)$$

Обычно на подстанциях в составе потребителей встречаются как удаленные, так и близлежащие потребители. В таких случаях зачастую применяется принцип встречного регулирования напряжения, изложенный выше в п. 14.1.1.

Для выбора рациональных регулировочных ответвлений трансформатора необходимо знать:

- параметры ( $U_{\text{в.н}}$ ,  $U_{\text{н.н}}$ ,  $Z_{\text{т}} = R_{\text{т}} + jX_{\text{т}}$ ) и пределы регулирования трансформатора ( $\pm n \cdot k\%$ );
- величины напряжений на высшей стороне трансформатора  $U_{\text{в}i}$ , требуемые напряжения на низшей стороне  $U_{\text{тр},i}$  и значения мощностей нагрузки  $S_i = P_i + jQ_i$  во всех анализируемых режимах  $i$ ,  $i = 1, 2, \dots, m$ .

*Ресурс устройства РПН ограничен*, поэтому при выборе рациональных регулировочных ответвлений следует стремиться увеличить длительность периода работы на выбранном регулировочном ответвлении и уменьшить число переключений устройства РПН.

*Выбор рационального регулировочного ответвления двухобмоточного трансформатора с РПН.*

Упрощенная схема замещения двухобмоточного трансформатора (без учета зависимости потерь мощности в стали от напряжения на высшей стороне трансформатора) показана на рис. 14.13. Пределы регулирования двухобмоточного трансформатора с РПН задаются в справочной литературе [8–10] в виде  $(\pm n \cdot k\%)$ . При этом цена регулировочного ответвления указывается в % от номинального высшего напряжения трансформатора  $U_{в.н}$ , цена регулировочного ответвления в кВ определяется по соотношению

$$k(\text{кВ}) = k\% \frac{U_{в.н}}{100}.$$

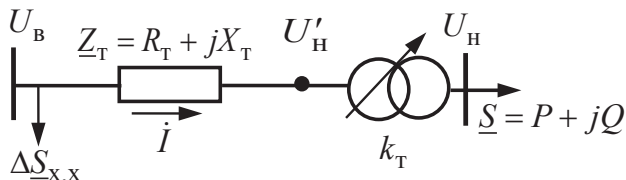


Рис. 14.13. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Тогда возможный коэффициент трансформации  $k_{т,возм}$  двухобмоточного трансформатора с РПН можно записать в виде

$$k_{т,возм} = \frac{U_{в.н} \pm x \cdot k(\text{кВ})}{U_{н.н}}. \quad (14.16)$$

Из условия необходимости обеспечения на шинах низшего напряжения трансформатора требуемого напряжения ( $U_H = U_{\text{треб}}$ ) следует найти требуемый коэффициент трансформации (рис. 14.13),

$$k_{\text{треб}} = \frac{U'_H}{U_{\text{треб}}}, \quad (14.17)$$

где  $U'_H$  — неизвестное напряжение перед идеальным трансформатором, которое может быть найдено достаточно просто в результате расчета установившегося режима сети, показанной на рис. 14.13. Алгоритм расчета по мощности нагрузки и напряжению в питающем узле (на высшей стороне трансформатора) приведен в разд. 9.3.3.

Таким образом, если приравнять требуемый (14.17) и возможный (14.16) коэффициенты трансформации, можно определить знак и расчетное значение номера рационального регулировочного ответвления  $x$ :

$$\begin{aligned} \frac{U'_n}{U_{\text{треб}}} &= \frac{U_{\text{в.н}} \pm x \cdot k \text{ (кВ)}}{U_{\text{н.н}}}, \\ \pm x &= \frac{U'_n U_{\text{н.н}} - U_{\text{в.н}} U_{\text{треб}}}{U_{\text{треб}} \cdot k \text{ (кВ)}}. \end{aligned} \quad (14.18)$$

*Номер регулировочного ответвления* — это целое действительное число, но в результате вычисления значения  $x$  по соотношению (14.18) целое число обычно не получается и следует рассмотреть два значения рационального ответвления  $x$  — ближайшее большее  $x_6$  и ближайшее меньшее  $x_m$ .

Ресурс устройства РПН, как указано выше, ограничен, поэтому при выборе одного из двух значений рациональных регулировочных ответвлений следует стремиться к увеличению длительности периода работы на выбранном регулировочном ответвлении с целью снижения числа переключений регулировочных ответвлений. Ранее в нормах технической эксплуатации допускалось не более четырех переключений в течение суток в связи с ограниченностью ресурса переключающего устройства РПН. В настоящее время такое ограничение снято, однако по возможности следует увеличивать длительность работы трансформатора на одном регулировочном ответвлении без нарушения требований на допустимые отклонения напряжения.

При выборе рационального регулировочного ответвления в режиме максимальных нагрузок следует выбирать то ответвление, при котором на стороне низшего напряжения трансформатора обеспечивается слегка заниженное напряжение, по сравнению с требуемым,  $U_n \leq U_{\text{треб}}$ . Это обусловлено тем, что при снижении нагрузки напряжение на низшей стороне трансформатора повысится и достигнет, а затем и превысит значение, требуемого напряжения. При таком подходе увеличивается длительность работы без переключения регулировочного ответвления при соблюдении требований на допустимые отклонения напряжения. Таким образом, в режиме максимальных нагрузок следует выбирать то регулировочное ответвление (из двух возможных, полученных при расчете), при котором коэффи-

циент трансформации выше.

В режиме минимальных нагрузок следует выбирать то регулировочное ответвление из двух возможных, при котором коэффициент трансформации ниже и, следовательно, напряжение на низшей стороне трансформатора слегка выше требуемого,  $U_H \geq U_{\text{треб}}$ .

Во всех других режимах при выборе регулировочных ответвлений следует анализировать график нагрузки и его тенденции на ближайшее время от момента, для которого выполняется выбор ответвлений трансформатора.

Выполнение описанного выше условия позволяет рационально использовать (экономить) рабочий ресурс РПН.

Для обеспечения качества электроэнергии в суточном диапазоне необходимо рассчитывать параметры установившегося режима для всех интервалов неизменности нагрузок, определять напряжения на шинах подстанций и разрабатывать суточный закон переключения регулировочных ответвлений трансформаторов с помощью РПН, то есть выбирать уставки автоматического устройства, переключающего регулировочные ответвления трансформатора.

*Выбор рациональных регулировочных ответвлений на трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах* зависит от места установки устройства РПН.

При установке устройства РПН на стороне высшего напряжения трехобмоточного трансформатора цена регулировочного ответвления задается в % от номинального высшего напряжения  $U_{\text{в.н}}$ . Схема замещения трехобмоточного трансформатора с РПН на стороне высшего напряжения показана на рис. 14.14.

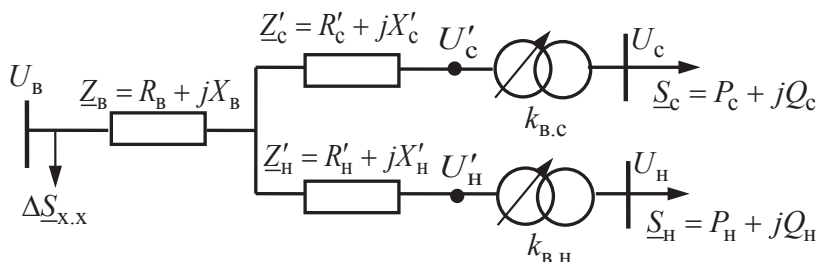


Рис. 14.14. Схема замещения трехобмоточного трансформатора с РПН на стороне ВН

Если устройство РПН находится на стороне высшего напряжения трехобмоточного трансформатора, то возникает ситуация зависимого

регулирования напряжения на средней и низшей сторонах. Это объясняется тем, что при изменении числа витков на стороне высшего напряжения одновременно меняются коэффициенты трансформации  $k_{в.с}$  и  $k_{в.н}$ .

В этом случае регулировочные ответвления выбираются из условия обеспечения требуемого напряжения одной из сторон, среднего или низшего напряжения, а напряжение на другой стороне является вынужденным и при необходимости должно регулироваться с помощью других средств.

Пусть выбор рациональных регулировочных ответвлений трехобмоточного трансформатора выполняется при условии обеспечения требуемого напряжения на средней стороне ( $U_c = U_{\text{треб}}^c$ ).

Методика выбора регулировочных ответвлений трехобмоточного трансформатора практически не отличается, от рассмотренной ранее, для двухобмоточного трансформатора.

Возможной коэффициент трансформации  $k_{в.с, \text{возм}}$  трехобмоточного, согласно (14.9) трансформатора

$$k_{в.с, \text{возм}} = \frac{U_{в.н} \pm x \cdot k (\text{кВ})}{U_{с.н}}; \quad (14.19)$$

Из условия необходимости обеспечения на шинах среднего напряжения трансформатора требуемого напряжения ( $U_c = U_{\text{треб}}^c$ ) находится требуемый коэффициент трансформации  $k_{в.с, \text{треб}}$  трехобмоточного трансформатора

$$k_{в.с, \text{треб}} = \frac{U'_c}{U_{\text{треб}}^c}, \quad (14.20)$$

где  $U'_c$  — неизвестное напряжение перед идеальным трансформатором на средней стороне, которое легко найти в результате расчета режима сети, показанной на рис. 14.14 (см. разд. 9.3.3).

Определение значение номера рационального ответвления  $x$ :

$$\begin{aligned} \frac{U'_c}{U_{\text{треб}}^c} &= \frac{U_{в.н} \pm x \cdot k (\text{кВ})}{U_{с.н}}, \\ \pm x &= \frac{U'_c U_{с.н} - U_{в.н} U_{\text{треб}}^c}{U_{\text{треб}}^c \cdot k (\text{кВ})}. \end{aligned} \quad (14.21)$$

При выборе одного из двух значений номера рациональных регулировочных ответвлений (ближайшего большего  $x_6$  или ближайшего меньшего  $x_m$ ), также как и для двухобмоточных трансформаторов, следует стремиться к увеличению длительности периода работы на выбранном регулировочном ответвлении  $x = n$ .

Коэффициент трансформации  $k_{в.н}$  является вынужденным и зависит от выбранного (14.21) номера рационального регулировочного ответвления,  $x = n$

$$k_{в.н} = \frac{U_{в.н} \pm n \cdot k(\text{кВ})}{U_{н.н}}. \quad (14.21)$$

При необходимости напряжение на стороне низшего напряжения должно регулироваться с помощью других средств.

При установке устройства РПН на стороне среднего напряжения трехобмоточного трансформатора цена регулировочного ответвления задается в % от номинального среднего напряжения. Схема замещения показана на рис. 14.15.

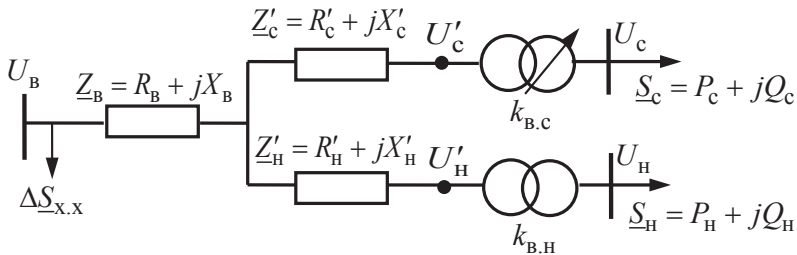


Рис. 14.15. Схема замещения трехобмоточного трансформатора с РПН на стороне СН

При этом возможен выбор рационального регулировочного ответвления только для обеспечения требуемого напряжения  $U_{\text{треб}}^c$  на стороне среднего напряжения, поскольку  $k_{в.н}$  не регулируется (14.12). При необходимости напряжение на стороне низшего напряжения должно регулироваться с помощью других средств.

Номер рационального регулировочного ответвления  $x$  и его знак можно найти по следующим соотношениям:

$$k_{в.с, \text{треб}} = \frac{U'_c}{U_{\text{треб}}^c}; \quad k_{в.с, \text{возм}} = \frac{U_{в.н}}{U_{с.н} \pm x \cdot k(\text{кВ})};$$

$$k_{\text{в.с, треб}} = k_{\text{в.с, возм}}; \quad \frac{U'_c}{U_{\text{треб}}^c} = \frac{U_{\text{в.н}}}{U_{\text{с.н}} \pm x \cdot k(\text{кВ})};$$

$$\pm x = \frac{U_{\text{в.н}} U_{\text{треб}}^c - U'_c U_{\text{с.н}}}{U'_c \cdot k(\text{кВ})}. \quad (14.22)$$

Коэффициент трансформации  $k_{\text{в.н}}$  не регулируется (14.12) и напряжение на стороне низшего напряжения при необходимости должно регулироваться с помощью других средств.

Выбор регулировочных ответвлений *на автотрансформаторах при установке устройства РПН со стороны линейного вывода общей обмотки* аналогичен выбору ответвлений при установке РПН на стороне среднего напряжения трехобмоточного трансформатора (14.22). Цена регулировочного ответвления задается в % от номинального среднего напряжения только на стороне среднего напряжения автотрансформатора. Схема замещения автотрансформатора с РПН на линейном выводе общей обмотки соответствует схеме, приведенной на рис. 14.15.

Выбор регулировочных ответвлений *на автотрансформаторах при установке устройства РПН в нейтрали автотрансформатора* выполняется в условиях зависимого регулирования напряжения на сторонах среднего и низшего напряжений, это объясняется тем, что при изменении числа витков в общей обмотке одновременно меняются, как следует из выражений (14.13) и (14.14), коэффициенты трансформации —  $k_{\text{в.с}}$  и  $k_{\text{в.н}}$ . Схема замещения не отличается от приведенной на рис. 14.14.

Пусть выбор рациональных регулировочных ответвлений автотрансформатора выполняется при условии обеспечения требуемого напряжения на стороне среднего напряжения, ( $U_c = U_{\text{треб}}^c$ ), при этом цена регулировочного ответвления задается в % от номинального высшего напряжения.

Номер рационального регулировочного ответвления  $x$  и его знак можно найти по следующим соотношениям:

$$k_{\text{в.с, треб}} = \frac{U'_c}{U_{\text{треб}}^c}; \quad k_{\text{в.с, возм}} = \frac{U_{\text{в.н}} \pm x \cdot k(\text{кВ})}{U_{\text{с.н}} \pm x \cdot k(\text{кВ})};$$

$$k_{\text{в.с, треб}} = k_{\text{в.с, возм}}; \quad \frac{U'_c}{U_{\text{треб}}^c} = \frac{U_{\text{в.н}} \pm x \cdot k(\text{кВ})}{U_{\text{с.н}} \pm x \cdot k(\text{кВ})};$$



$$\pm x = \frac{U_{\text{в.н}} U_{\text{треб}}^c - U_c' U_{\text{с.н}}}{(U_c' - U_{\text{треб}}^c) \cdot k \text{ (кВ)}}. \quad (14.23)$$

Коэффициент трансформации  $k_{\text{в.н}}$  является вынужденным:

$$k_{\text{в.н}} = \frac{U_{\text{в.н}} \pm x \cdot k \text{ (кВ)}}{U_{\text{н.н}}}. \quad (14.24)$$

Напряжение на низшей стороне при необходимости должно регулироваться с помощью других средств.

### 14.3. Продольное и поперечное регулирование напряжения

Продольное и поперечное регулирование напряжения выполняется с помощью *вольтодобавочных регулировочных трансформаторов* и *линейных регулировочных трансформаторов*. Линейные регулировочные трансформаторы и последовательные регулировочные (вольтодобавочные) трансформаторы используются для регулирования напряжения на шинах подстанций, где установлены трансформаторы без регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой. Кроме того, они могут устанавливаться для регулирования напряжения на отдельных линиях и группах линий.

Для регулирования напряжения на шинах подстанций регулировочные трансформаторы (РТ) включаются последовательно с силовыми трансформаторами (Т) без РПН (рис. 14.16, а). Линейные регуляторы (ЛР), используемые для регулирования напряжения на отдельных линиях или группах линий, устанавливаются на шинах низшего напряжения подстанций непосредственно в линии (рис. 14.16, б). Линейные регулировочные трансформаторы устанавливаются также на подстанциях с автотрансформаторами (АТ), если необходимо изменять напряжение на шинах низшего напряжения под нагрузкой. В этом случае линейный регулятор устанавливается последовательно с обмоткой низшего напряжения автотрансформатора (рис. 14.16, в).

Линейный и последовательный регулировочные трансформаторы состоят из двух трансформаторов: последовательного (ПТ) и питающего регулировочного (ПРТ), принципиальная схема фазы А регулировочных трансформаторов приведена на рис. 14.17.

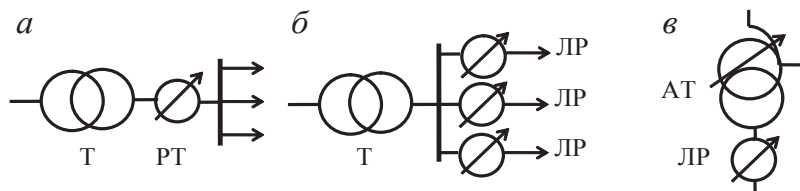


Рис. 14.16. Схемы включения регулировочных трансформаторов:  
 а — групповое регулирование; б — индивидуальное регулирование; в — регулирование на шинах низшего напряжения автотрансформатора

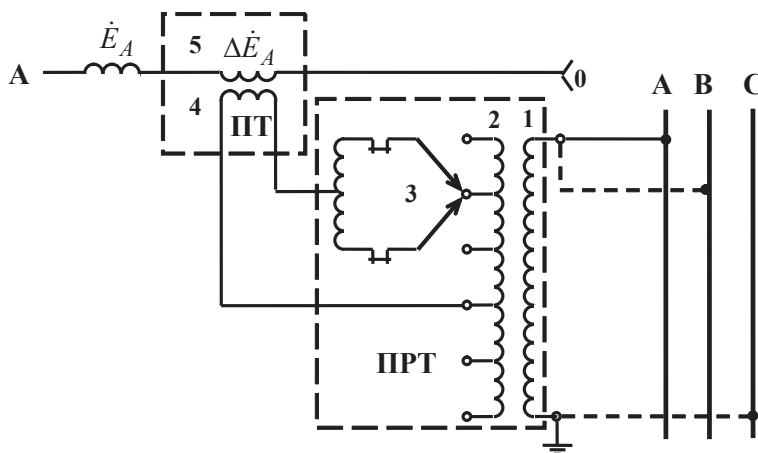


Рис. 14.17. Схема регулировочного трансформатора (фаза А)

На первичную обмотку 1 питающего регулирующего трансформатора может быть подано фазное напряжение одноименной или разноименных фаз или любое междуфазное напряжение. Вторичная обмотка ПРТ 2 содержит устройство переключения числа витков 3, подобное РПН. Первичная обмотка последовательного трансформатора 4 включена между средней точкой вторичной обмотки питающего трансформатора и переключаящим устройством. Вторичная обмотка ПТ 5 включается последовательно с обмоткой высшего напряжения силового нерегулируемого трансформатора ВН.

Векторные диаграммы фазных ЭДС ( $\dot{E}_A$ ,  $\dot{E}_B$ ,  $\dot{E}_C$ ) обмоток высшего напряжения силового трансформатора, соединенных в звезду, и дополнительных ЭДС ( $\Delta\dot{E}$ ) приведены на рис. 14.18. Если на первичную обмотку 1 фазы А регулировочного трансформатора ПРТ подается напряжение фазы А (сплошные линии на рис. 14.17), то дополнительная

ЭДС ( $\pm \dot{E}$ ) совпадает по направлению с ЭДС фазы А ( $\dot{E}_A$ ) обмотки силового трансформатора и результирующая ЭДС ( $\dot{E}_{A\Sigma}$ ) совпадает по фазе с ЭДС ( $\dot{E}_A$ ) (рис. 14.18, а):

$$\dot{E}_{A\Sigma} = \dot{E}_A \pm \Delta \dot{E}_A.$$

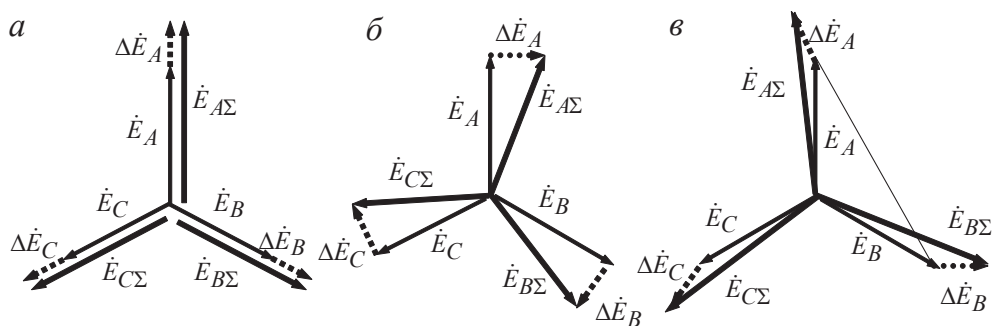


Рис. 14.18. Регулирование напряжения ВДТ:

а — продольное; б — поперечное; в — продольно-поперечное

При этом регулирование с помощью РПН трансформатора ПРТ выполняется по модулю и называется *продольным регулированием*. Коэффициент трансформации при таком регулировании является действительной величиной.

Если первичная обмотка 1 фазы А ПРТ включена на соседние фазы В и С (пунктирные линии на рис. 14.17), то дополнительная ЭДС ( $\pm \dot{E}$ ) сдвинута на  $90^\circ$  по отношению к ЭДС фазы А ( $\dot{E}_A$ ) обмотки ВН силового трансформатора (рис. 14.20, б) и такое регулирование называется *поперечным*.

При подключении обмотки 1 фазы А ПРТ к фазе А и одной из фаз В или С одновременно регулируются модуль и фаза напряжения и такое регулирование называется *продольно-поперечным*. На рис. 14.18, в показана векторная диаграмма при подключении обмотки 1 фазы А ПРТ к фазе В.

При поперечном и продольно-поперечном регулировании коэффициент трансформации  $k_{p.т}$  регулировочных трансформаторов является комплексной величиной

$$k_{p.т} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{\dot{E}_A}, \quad (14.25)$$

поскольку выполняется регулирование модуля и фазы результирующей ЭДС ( $\vec{E}_{\Sigma}$ ) по сравнению с исходной ЭДС фазы А ( $\vec{E}_A$ ).

Последовательные регулировочные трансформаторы (вольтдобавочные) изготавливаются в виде трехфазных автотрансформаторов напряжением 220, 330 кВ и в виде однофазных автотрансформаторов напряжением 500, 750 кВ с широкими пределами регулирования.

Линейные регулировочные трансформаторы по сути являются двухобмоточными трансформаторами с одинаковыми номинальными напряжениями первичной и вторичной обмоток и возможностью регулирования коэффициента трансформации. Линейные регулировочные трансформаторы обычно изготавливаются в трехфазном исполнении на напряжение 6÷35 кВ с пределом регулирования около  $\pm 15\%$ .

Условия выбора регулировочных трансформаторов:

- соответствие номинального напряжения регулировочных трансформаторов  $U_{\text{ном}}^{\text{ВДТ}}$  номинальному напряжению сети  $U_{\text{ном}}^{\text{сети}}$ ,  
 $U_{\text{ном}}^{\text{ВДТ}} = U_{\text{ном}}^{\text{сети}}$ ;
- соответствие номинальной мощности регулировочных трансформаторов  $S_{\text{ном}}^{\text{ВДТ}}$  величине нагрузки  $S_{\text{нагр}}$ ,  $S_{\text{ном}}^{\text{ВДТ}} \geq S_{\text{нагр}}$ . При установке ВДТ последовательно с обмоткой силового трансформатора его мощность должна быть не менее мощности этой обмотки.

## 14.4. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности

### 14.4.1. Принципы регулирования напряжения с помощью компенсирующих устройств

Одним из способов регулирования напряжений в электрической сети является изменение величины падения или потери напряжения на элементах электрической сети при помощи изменения потоков реактивной мощности.

Принципы такого регулирования напряжения показаны на примере для участка сети, приведенной на рис. 14.19. В сети узел 1 является питающим узлом, в котором задан вектор напряжения  $\vec{U}_1$ .

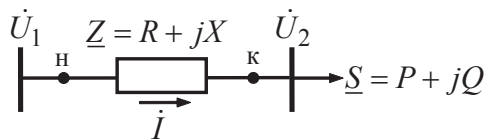


Рис. 14.19. Схема замещения сети

Напряжение на шинах потребителя  $\dot{U}_2$  зависит от уровня напряжения в питающем узле  $\dot{U}_1$  и вектора падения напряжения в сети  $\dot{\Delta U}_{12}$ . Модуль напряжения в узле 2 в основном зависит от продольной составляющей падения напряжения (от потери напряжения)  $\Delta U_{12}$ :

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^H R + Q_{12}^H X}{U_1},$$

где  $P_{12}^H, Q_{12}^H$  — потоки мощности в начале передачи;  $R, X$  — активное и реактивное сопротивления участка сети.

Если определять модуль напряжения в узле 2 без учета потерь мощности в сети, то продольная составляющая падения напряжения на участке сети  $\Delta U_{12}$ ,

$$\Delta U_{12} = \frac{PR + QX}{U_1}, \quad (14.26)$$

где  $P$  и  $Q$  — активная и реактивная мощности нагрузки узла 2.

Как видно из (14.26), при неизменных параметрах сети  $R$  и  $X$  величина продольной составляющей падения напряжения зависит от потоков активной и реактивной мощности. Потоки активной мощности определяются требованиями нагрузок и не могут быть изменены для регулирования напряжения.

Изменение потоков реактивной мощности в сети может быть выполнено при установке компенсирующих устройств, генерирующих или потребляющих реактивную мощность  $\underline{S}_{к.у} = \pm jQ_{к.у}$ , как показано на рис. 14.20. Поэтому изменение потоков реактивной мощности может быть использовано для регулирования напряжений в электрической сети. Кроме того, следует заметить, что в питающих сетях реактивные сопротивления существенно больше активных,  $X > R$ , поэтому для изменения потери напряжения  $\Delta U_{12}$ , как видно из (14.26), более эффективно изменение реактивной мощности.

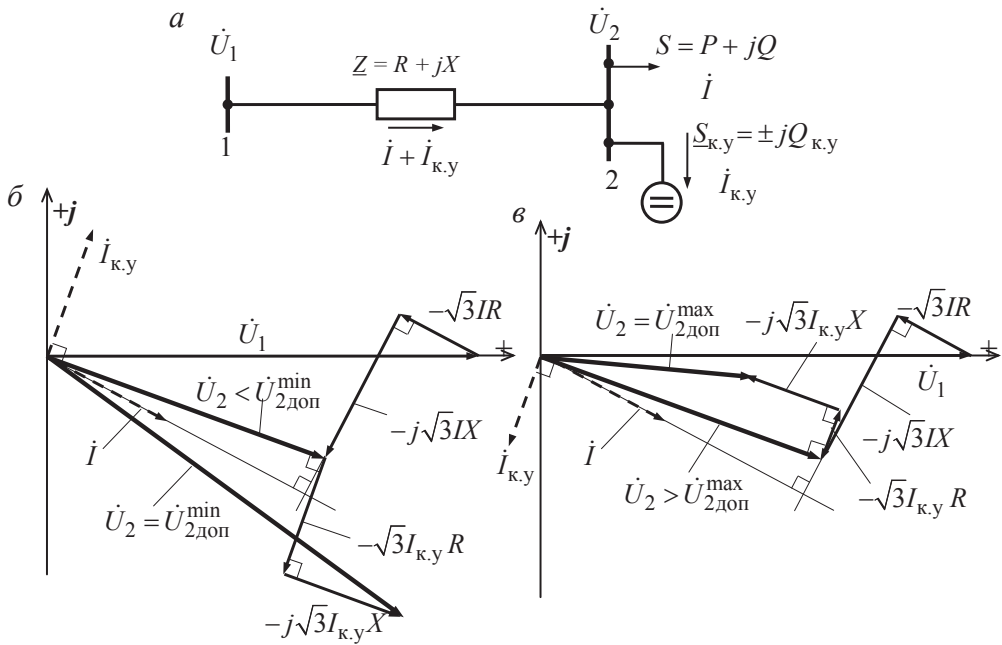


Рис. 14.20. Режимы работы компенсирующих устройств:

схема включения (а); векторные диаграммы при включении источника (б) и потребителя (в) реактивной мощности

Изменение потоков реактивной мощности в сетях может быть достигнуто регулированием выдачи реактивной мощности синхронными генераторами на электростанциях. Однако такой принцип изменения реактивных потоков часто неэффективен, поскольку приводит к загрузке сети реактивной мощностью и, как следствие, к увеличению потерь мощности в сети. Более эффективным является изменение потоков реактивной мощности с помощью компенсирующих устройств  $\underline{S}_{к.у} = \pm jQ_{к.у}$ , предназначенных для генерации  $\underline{S}_{к.у} = -jQ_{к.у}$  или потребления реактивной мощности  $\underline{S}_{к.у} = +jQ_{к.у}$ .

Принципы выбора мощности компенсирующего устройства для ввода напряжения на шинах потребителя в допустимую зону рассмотрены на примере сети, показанной на рис. 14.20.

Модуль напряжения на шинах нагрузки до установки компенсирующего устройства определяется выражением

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{PR + QX}{U_1}. \quad (14.27)$$

Пусть вычисленное напряжение в узле 2 ниже допустимого,  $U_2 < U_{2\text{доп}}$ , тогда для увеличения напряжения до значения  $U_2 = U_{2\text{доп}}$  следует установить компенсирующее устройство для генерации реактивной мощности  $\underline{S}_{\text{к.у}} = -jQ_{\text{к.у}}$  с целью снижения потока реактивной мощности на участке сети.

Напряжение  $U_2$  в узле 2 после включения компенсирующего устройства:

$$U_{2\text{доп}} = U_1 - \frac{PR + (Q - Q_{\text{к.у}})X}{U_1} = U_1 - \frac{PR + QX}{U_1} + \frac{Q_{\text{к.у}}X}{U_1}. \quad (14.28)$$

Следовательно, можно найти минимальную мощность компенсирующего устройства для увеличения напряжения узла 2 до допустимого значения.

Для этого из выражения (14.28) следует вычесть выражение (14.27), тогда

$$U_{2\text{доп}} - U_2 = U_1 - \frac{PR + QX}{U_1} + \frac{Q_{\text{к.у}}X}{U_1} - U_1 - \frac{PR + QX}{U_1} = \frac{Q_{\text{к.у}}X}{U_1},$$

и минимальная мощность компенсирующего устройства для обеспечения допустимого уровня напряжения в узле 2

$$Q_{\text{к.у}}^{\min} = \frac{U_{2\text{доп}} - U_2}{X} U_1. \quad (14.29)$$

При практическом применении выражения (14.29) напряжение в начале участка  $U_1$  достаточно часто заменяется номинальным напряжением сети  $U_{\text{ном}}$ , эта замена практически не вносит погрешности в расчеты в связи с достаточно большой дискретностью стандартных мощностей компенсирующих устройств, тогда

$$Q_{\text{к.у}}^{\min} = \frac{U_{2\text{доп}} - U_2}{X} U_{\text{ном}}. \quad (14.30)$$

Следует отметить, что выражение (14.30) позволяет определить минимальную мощность компенсирующих устройств любого вида, предназначенных как для потребления, так и для генерации реактивной мощности.

Процесс регулирования напряжения с помощью компенсирующих устройств любого вида можно продемонстрировать векторными диаграммами напряжений и токов, показанными на рис. 14.20.

До включения компенсирующего устройства напряжение на шинах нагрузки в узле 2  $\dot{U}_2$  зависит от напряжения питающего узла  $\dot{U}_1$ , сопротивления сети  $\underline{Z} = R + jX$  и тока нагрузки  $\dot{I}$ ,

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3}\dot{I}\underline{Z} = \dot{U}_1 - \sqrt{3}\dot{I}R - j\sqrt{3}\dot{I}X.$$

После включения компенсирующего устройства ток на участке 1–2 вычисляется с учетом  $\dot{I}_{к.у}$  — тока компенсирующего устройства:

$$\dot{I}_{12} = \dot{I} + \dot{I}_{к.у}.$$

Целью процесса регулирования напряжения при включении *компенсирующего устройства, генерирующего реактивную мощность*, является увеличение напряжения на шинах нагрузки в узле 2 до минимально допустимого значения напряжения  $\dot{U}_{2\text{доп}}^{\min}$ :

$$\dot{U}_{2\text{доп}}^{\min} = \dot{U}_1 - \sqrt{3}(\dot{I} + \dot{I}_{к.у})\underline{Z} = \dot{U}_1 - \sqrt{3}\dot{I}R - j\sqrt{3}\dot{I}X - \sqrt{3}\dot{I}_{к.у}R - j\sqrt{3}\dot{I}_{к.у}X \quad (14.31)$$

или

$$\dot{U}_{2\text{доп}}^{\min} = \dot{U}_2 - \sqrt{3}\dot{I}_{к.у}R - j\sqrt{3}\dot{I}_{к.у}X. \quad (14.32)$$

Ток компенсирующего устройства  $\dot{I}_{к.у}$ , генерирующего реактивную мощность, носит емкостный характер и опережает на  $90^\circ$  напряжение  $\dot{U}_2$ . Вследствие этого составляющие  $(-\sqrt{3}\dot{I}_{к.у}R - j\sqrt{3}\dot{I}_{к.у}X)$  повышают напряжение на шинах нагрузки, как видно из векторной диаграммы (рис. 14.20, б), от значения  $\dot{U}_2 < \dot{U}_{2\text{доп}}^{\min}$  до минимально допустимого  $\dot{U}_2 = \dot{U}_{2\text{доп}}^{\min}$ .

Целью процесса регулирования напряжения при включении *компенсирующего устройства, потребляющего реактивную мощность*, является снижение напряжения на шинах нагрузки в узле 2 до максимально допустимого значения напряжения  $\dot{U}_{2\text{доп}}^{\max}$ .

Ток компенсирующего устройства  $\dot{I}_{к.у}$ , *потребляющего реактивную мощность*, носит индуктивный характер и отстает на  $90^\circ$  от напряжения  $\dot{U}_2$ . Вследствие этого составляющие  $(-\sqrt{3}\dot{I}_{к.у}R - j\sqrt{3}\dot{I}_{к.у}X)$  снижают напряжение на шинах нагрузки, как видно из векторной диаграммы (рис. 14.20, в), от значения  $\dot{U}_2 > \dot{U}_{2\text{доп}}^{\max}$  до максимально допустимого  $\dot{U}_2 = \dot{U}_{2\text{доп}}^{\max}$ .



### 14.4.2. Виды компенсирующих устройств и их особенности

Для выработки реактивной мощности используются: батареи статических конденсаторов (БСК); статические тиристорные компенсаторы (СТК); синхронные компенсаторы (СК) в перевозбужденном режиме.

Для потребления реактивной мощности служат шунтирующие реакторы (ШР) и синхронные компенсаторы в недовозбужденном режиме.

Компенсирующие устройства могут выполняться:

- в виде неизменных емкостей или индуктивностей, которые нельзя изменить без отключения компенсирующего устройства от сети, такие устройства являются *нерегулируемыми*;
- *регулируемыми*, снабженными устройствами управления, с помощью которых можно изменять результирующую емкость или индуктивность компенсирующего устройства под напряжением.

*Батареи статических конденсаторов (БСК)* применяются для генерации реактивной мощности в сети, являются нерегулируемыми устройствами и включаются на шинах понижающих подстанций (шунтовые батареи).

БСК собираются из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно. Последовательное соединение конденсаторов позволяет увеличить рабочее напряжение БСК, а параллельное — мощность БСК (рис. 14.21).

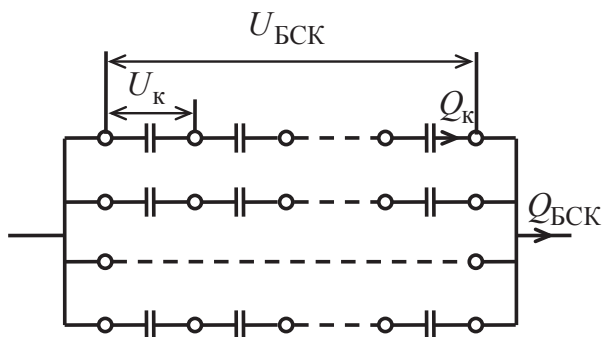


Рис. 14.21. Соединение конденсаторов в БСК

Батареи статических конденсаторов выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении на номинальные напряжения от 0,22 до 10,5 кВ. Единичная мощность конденсаторов составляет от 10

до 150 квар. Шунтовые конденсаторные батареи применяются на напряжениях до 110 кВ включительно.

В сетях трехфазного тока конденсаторы включаются по схеме звезды (рис. 14.22, а) и по схеме треугольника (рис. 14.22, б).

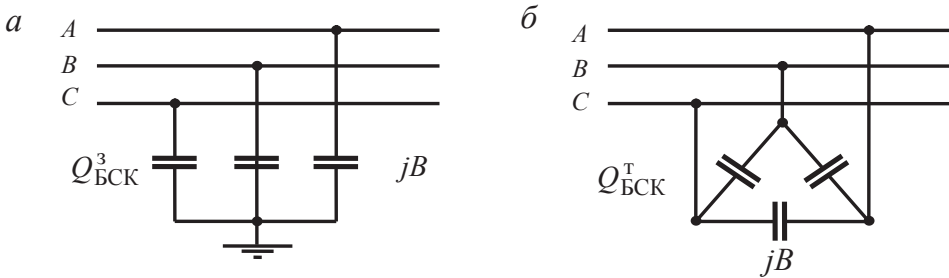


Рис. 14.22. Схемы включения БСК:

а — звезда; б — треугольник

При соединении конденсаторов треугольником реактивная мощность БСК  $Q_{\text{БСК}}^{\text{т}}$  в три раза больше мощности БСК, включенной по схеме звезды  $Q_{\text{БСК}}^3$ :

$$Q_{\text{БСК}}^3 = 3U_{\text{ф}}^2 B = U^2 B; \quad (14.33)$$

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{т}} = 3U^2 B. \quad (14.34)$$

В сетях напряжением до 1 кВ БСК обычно включаются по схеме треугольника (рис. 14.22, б), при напряжениях 6 кВ и выше — по схеме звезды с изолированной или глухозаземленной нейтралью (рис. 14.22, а) в зависимости от режима нейтрали сети, в которой устанавливается БСК.

Батареи конденсаторов бывают регулируемые (ступенчато) и нерегулируемые. В нерегулируемых БСК число конденсаторов неизменно, а величина реактивной мощности зависит только от квадрата напряжения.

В регулируемых батареях конденсаторов в зависимости от режима автоматически или вручную изменяется число включенных конденсаторов. Выпускаются ре-

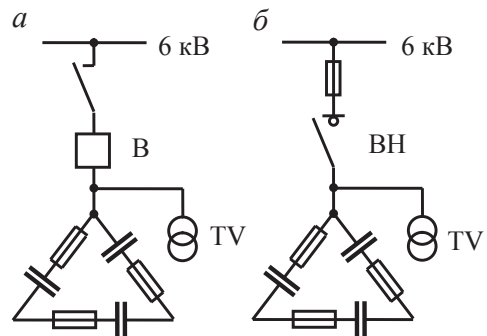


Рис. 14.23. Включение БСК:

а — под отдельный выключатель; б — под выключатель нагрузки потребителя

гулируемые комплектные батареи конденсаторов на напряжения 0,38; 6; 10 кВ, снабженные пускорегулирующим устройством, необходимым для автоматического изменения мощности батареи (контакторами или выключателями).

На практике изменение мощности, вырабатываемой батареей в нормальных эксплуатационных условиях, достигается включением или отключением части конденсаторов, составляющих батарею, то есть путем ступенчатого регулирования. Одноступенчатое регулирование заключается в отключении или включении всех конденсаторов батареи, многоступенчатое — в отключении или включении отдельных секций батареи, снабженных контакторами или выключателями.

При отключении конденсаторов необходима их автоматическая (без участия дежурного персонала) разрядка на активное сопротивление, присоединенное к батарее. Величина его должна быть такой, чтобы при отключении не возникало перенапряжений на зажимах конденсаторов. В качестве разрядного сопротивления для БСК напряжением 6–10 кВ используется активное сопротивление трансформаторов напряжения, для БСК до 1 кВ применяют специальные разрядные сопротивления.

Защита конденсаторов осуществляется плавкими предохранителями, включаемыми по одному в каждую фазу батареи. Кроме того, батарея в целом защищается с помощью выключателей (рис. 14.23, а) или предохранителей (рис. 14.23, б) в цепи батареи.

Включение в качестве компенсирующего устройства батарей статических конденсаторов позволяет лишь повышать напряжение, так как батареи конденсаторов только вырабатывают реактивную мощность. Схема включения БСК в сеть, их условное обозначение и схема замещения БСК при расчетах установившихся режимов приведены на рис. 14.24.

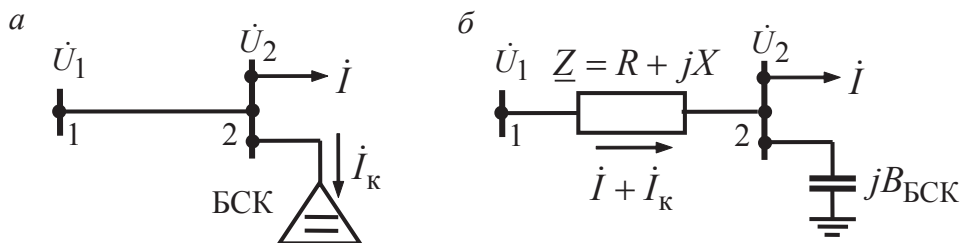


Рис. 14.24. Включение БСК в сеть (а) и представление при расчетах режимов (б)

Векторная диаграмма напряжений и токов сети при регулировании напряжения включением БСК для обеспечения минимально допустимого напряжения соответствует диаграмме, показанной на рис. 14.20, б.

При расчетах установившихся режимов БСК представляется неизменной емкостной проводимостью  $B_{\text{БСК}}$ , которую можно найти на основе стандартной мощности БСК,  $Q_{\text{БСК}}^{\text{ст}}$  и номинального напряжения  $U_{\text{ном}}$ , при этом

$$B_{\text{БСК}} = \frac{Q_{\text{БСК}}^{\text{ст}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (14.35)$$

При выборе стандартной мощности  $Q_{\text{БСК}}^{\text{ст}}$  следует учитывать, что стандартные мощности БСК указываются в справочной литературе при номинальных напряжениях БСК, а не при минимально допустимых  $U_{2\text{доп}}^{\text{min}}$ . Поэтому минимальная мощность БСК  $Q_{\text{БСК}}^{\text{min}}$ , определенная по (14.30) и соответствующая  $U_{2\text{доп}}^{\text{min}}$ , нуждается в приведении ее значения к номинальному напряжению БСК  $U_{\text{ном}}$  для получения минимальной приведенной мощности БСК  $Q_{\text{БСК}, U_{\text{ном}}}^{\text{min}}$ .

Если учесть, что мощность, генерируемая БСК, пропорциональна квадрату напряжения, то найденная по (14.30) минимальная мощность БСК имеет вид

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{min}} = (U_{2\text{доп}}^{\text{min}})^2 B_{\text{БСК}}.$$

Стандартная мощность БСК при номинальном напряжении

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{ст}} = U_{\text{ном}}^2 B_{\text{БСК}}.$$

Следовательно, минимально допустимая мощность БСК  $Q_{\text{БСК}, U_{\text{ном}}}^{\text{min}}$ , обеспечивающая на шинах нагрузки минимально допустимое напряжение  $U_{2\text{доп}}^{\text{min}}$ , приведенная к номинальному напряжению БСК  $U_{\text{ном}}$ ,

$$Q_{\text{БСК}, U_{\text{ном}}}^{\text{min}} = Q_{\text{БСК}}^{\text{min}} \left( \frac{U_{\text{ном}}}{U_{2\text{доп}}^{\text{min}}} \right)^2. \quad (14.36)$$

После определения  $Q_{\text{БСК}, U_{\text{ном}}}^{\text{min}}$  можно подобрать стандартную мощность БСК (ближайшую большую стандартную мощность БСК) по условию

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{ст}} \geq Q_{\text{БСК}, U_{\text{ном}}}^{\text{min}}. \quad (14.37)$$

Батарея статических конденсаторов обладает отрицательным регулирующим эффектом, обусловленным тем, что генерируемая мощность БСК квадратично зависит от напряжения в точке ее включения. Так, при снижении напряжения в точке включения БСК, когда желательно увеличить генерацию реактивной мощности для обеспечения качества напряжения, мощность БСК снижается. При повышении напряжения генерация реактивной мощности растет, что может привести к превышению максимально допустимых уровней напряжений. Поэтому при использовании БСК необходимо *проверять уровни напряжений в режимах минимальных нагрузок*. Это связано с увеличением выдачи реактивной мощности БСК при росте напряжений в сети в минимальных режимах. Для того чтобы не допустить большого увеличения напряжения при снижении нагрузок, следует предусматривать отключение БСК или ее части.

Необходимо помнить о том, что изменение мощности, вырабатываемой батареей в нормальных эксплуатационных условиях, достигается только включением или отключением части конденсаторов при отключении БСК от сети, поэтому регулирование мощности БСК обычно используется при сезонном регулировании или в других достаточно редких ситуациях.

*Шунтирующие реакторы (ШР)* применяются для регулирования реактивной мощности и напряжения в сетях напряжением от 35 до 750 кВ.

Реактор — это статическое электромагнитное устройство, предназначенное для использования его индуктивности в электрической цепи. Активное сопротивление реактора очень мало. Шунтирующие реакторы могут присоединяться к линии электропередачи или включаться на шины подстанции.

Реакторы устанавливаются обычно на линиях высоких и сверхвысоких классов напряжения для компенсации реактивной мощности, генерируемой воздушными линиями электропередачи. Генерация реактивной мощности линиями электропередачи может привести к значительному повышению напряжения в конце линий в режимах холостого хода или в режимах малых потоков мощностей  $\dot{U}_2 > \dot{U}_{2\text{доп}}^{\text{max}}$ .

При расчетах установившихся режимов нерегулируемый реактор представляется неизменной индуктивной проводимостью  $B_p$ , которая определяется на основе стандартной мощности реактора  $Q_p^{\text{ст}}$  и его номинального напряжения:

$$B_p = \frac{Q_p^{\text{ст}}}{U_{\text{ном}}^2}. \quad (14.38)$$

Реактор потребляет реактивную мощность из сети, реактивная мощность в зоне линейности его электромагнитной характеристики зависит от квадрата напряжения  $U$  в точке его включения:

$$Q_p = U^2 B_p, \quad (14.39)$$

где  $B_p$  — индуктивная проводимость реактора,  $B_p = 1/X_p$ .

При допустимых отклонениях напряжений на шинах высшего напряжения подстанций, к которым подключаются шунтирующие реакторы, потребляемая реактивная мощность  $Q_p$  изменяется в пределах  $(0,8 \dots 1,1) Q_{p.\text{ном}}$ .

Неуправляемый реактор обладает положительным регулирующим эффектом в том смысле, что при понижении напряжения снижает потребление реактивной мощности и способствует стабилизации напряжений в сети.

Минимальная мощность нерегулируемого реактора  $Q_p^{\text{мин}}$ , обеспечивающая максимально допустимое напряжение  $U_{2\text{доп}}^{\text{max}}$ , выбирается по выражению (14.30) и не нуждается в приведении. После определения  $Q_p^{\text{мин}}$  выполняется подбор ближайшей большей стандартной мощности реактора:  $Q_p^{\text{ст}} \geq Q_p^{\text{мин}}$ .

При использовании неуправляемых реакторов в режимах максимальных нагрузок могут наблюдаться значительные снижения напряжений, поэтому *следует выполнять проверку уровней напряжений в режимах максимальных нагрузок* и сопоставление их с минимально допустимыми  $U_{2\text{доп}}^{\text{мин}}$ , например по условиям сохранения статической устойчивости. При необходимости может предусматриваться отключение нерегулируемых реакторов или использование управляемых реакторов.

Схема включения реактора в сеть, условное обозначение и схемы замещения при расчетах установившихся режимов приведены на рис. 14.25.

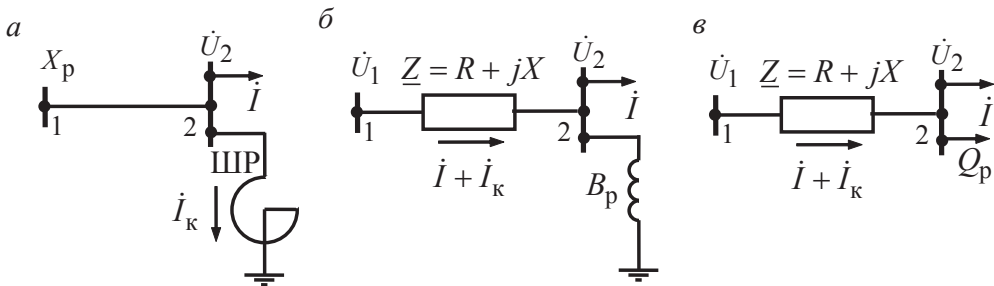


Рис. 14.25. Включение реакторов в сеть (а) и представление неуправляемых (б) и управляемых (в) реакторов при расчетах установившихся режимов

Регулируемые или управляемые шунтирующие реакторы (УШР) изменяют потребляемую реактивную мощность с помощью устрой-

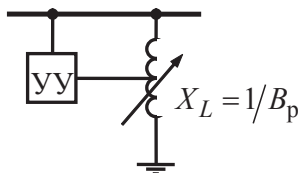


Рис. 14.26. Принципиальная схема УШР

ства управления (УУ), принципиальная схема УШР показана на рис. 14.26. Использование управляемых реакторов весьма эффективно для регулирования напряжения и реактивной мощности. Управление реактором осуществляется в результате целенаправленного изменения его параметров, например с помощью подмагничивания, которое возможно

для управления реактором, имеющим магнитопровод из ферромагнитного материала.

Мощность управляемого реактора выбирается по выражению (14.30) и не нуждается в приведении.

При расчетах установившихся режимов электрической сети управляемый реактор представляется неизменной для данного режима реактивной мощностью  $Q_p$ , как показано на рис. 14.25, в.

Векторная диаграмма напряжений и токов сети при регулировании напряжения включением реакторов для обеспечения максимально допустимого напряжения  $U_{2\text{доп}}^{\text{max}}$  соответствует диаграмме, показанной на рис. 14.20, в.

**Синхронный компенсатор (СК)** — синхронная явнополюсная машина, работающая в режиме холостого хода и предназначенная для генерации или потребления реактивной мощности. СК потребляет из сети небольшую активную мощность, обусловленную собственными потерями,  $\Delta P_{\text{с.к.}}$ . Синхронные компенсаторы могут работать в режимах перевозбуждения и недовозбуждения.

При перевозбуждении СК генерируют реактивную мощность в диапазоне от нуля до номинального значения, снижают нагрузочные потоки реактивной мощности и увеличивают уровни напряжений в сети, как показано на векторной диаграмме напряжений и токов на рис. 14.20, б.

$$\underline{S}_{\text{к.у}} = \underline{S}_{\text{с.к}} = \Delta P_{\text{с.к}} - jQ_{\text{с.к}}, \quad Q_{\text{с.к}} = (0 \dots Q_{\text{ном}}). \quad (14.40)$$

Положительным свойством СК как источника реактивной мощности является возможность увеличения генерируемой реактивной мощности при понижении напряжения в сети вследствие регулирования тока возбуждения. Кроме того, при использовании СК имеется возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

При недовозбуждении СК потребляют реактивную мощность в диапазоне от нуля до примерно половины номинального значения:

$$\underline{S}_{\text{к.у}} = \underline{S}_{\text{с.к}} = \Delta P_{\text{с.к}} + jQ_{\text{с.к}}, \quad Q_{\text{с.к}} = (0 \dots Q_{\text{ном}}/2), \quad (14.41)$$

что приводит к увеличению потери напряжения в сети и уменьшению напряжений в сети, иллюстрация процесса регулирования показана на рис. 14.20, в.

Выбор стандартной мощности СК  $Q_{\text{с.к}}^{\text{ст}}$  выполняется при условии  $Q_{\text{с.к}}^{\text{ст}} \geq Q_{\text{с.к}}^{\text{мин}}$ , где  $Q_{\text{с.к}}^{\text{мин}}$  находится по выражению (14.30).

При расчетах установившихся режимов синхронный компенсатор представляется его реактивной мощностью.

*Статические тиристорные компенсаторы (СТК)* — статические устройства, предназначенные для плавной (регулируемой) генерации и потребления реактивной мощности, что достигается в СТК использованием нерегулируемой батареи конденсаторов и регулируемого реактора. Схемы СТК весьма разнообразны и позволяют генерировать или потреблять реактивную мощность, что достигается использованием нерегулируемой батареи конденсаторов и регулируемого реактора, включенного параллельно (рис. 14.27, а) или последовательно (рис. 14.27, б) с батареей. Плавность регулирования реактивной мощности статических тиристорных компенсаторов достигается с помощью тиристорного блока, входящего в устройство управления.

Режим генерации или потребления реактивной мощности СТК зависит от вида результирующего реактивного сопротивления,  $X_{\text{рез}} = X_L - X_C$ .



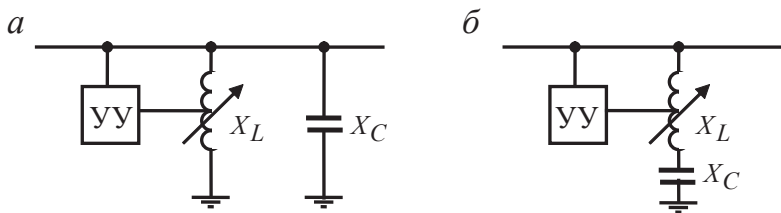


Рис. 14.27. Принципиальная схема СТК с параллельным (а) и последовательным (б) включением управляемого реактора

При  $X_C > X_L$  результирующее сопротивление  $X_{рез}$  носит емкостный характер и СТК генерируют реактивную мощность с целью повышения напряжения в сети. Процесс регулирования показан на векторной диаграмме, приведенной на рис. 14.20, б.

При  $X_L > X_C$  результирующее сопротивление  $X_{рез}$  носит индуктивный характер и СТК потребляют реактивную мощность с целью снижения напряжения, что соответствует векторной диаграмме, приведенной на рис. 14.20, в.

Широкое использование статических тиристорных компенсаторов в электроэнергетике сдерживалось высокой стоимостью, в настоящее время стоимость СТК имеет тенденцию к снижению, поэтому их установка в сетях, особенно с увеличением мощности компенсаторов, может оказаться более целесообразной, чем установка синхронных компенсаторов и тем более батарей статических конденсаторов.

Мощность статических тиристорных компенсаторов выбирается по выражению (14.30). Положительными свойствами СТК как источников и потребителей реактивной мощности является возможность плавного и автоматического регулирования реактивной мощности при изменении напряжения в сети вследствие регулирования результирующего реактивного сопротивления регулируемым реактором.

Выбор стандартной мощности СТК  $Q_{СТК}^{ст}$  выполняется при условии  $Q_{СТК}^{ст} \geq Q_{СТК}^{min}$ , где  $Q_{СТК}^{min}$  находится по выражению (14.30).

Выбор стандартной мощности СТК  $Q_{СТК}^{ст}$  выполняется по условию (14.30) и не нуждается в приведении к номинальному напряжению.

При расчетах установившихся режимов СТК так же как и регулируемые реакторы, представляется неизменной для данного режима реактивной мощностью  $Q_{СТК}$ , как показано на рис. 14.25, в, для управляемого реактора.

## 14.5. Регулирование напряжения изменением параметров сети

Регулирование напряжения в сети путем изменения ее параметров связано с изменением величины потери или падения напряжения при изменении продольных параметров сети. Изменение продольных параметров сети может быть достигнуто при проектировании или эксплуатации электрической сети.

На рис. 14.28 показан участок сети, где узел 1 является питающим и в нем задано напряжение  $\dot{U}_1$ . Напряжение на шинах потребителя  $\dot{U}_2$  зависит от напряжения

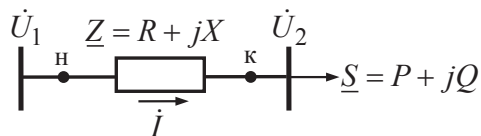


Рис. 14.28. Схема замещения сети

в питающем узле  $\dot{U}_1$  и вектора падения напряжения в сети  $\Delta \dot{U}_{12}$ .

Модуль напряжения в узле 2 в основном зависит от продольной составляющей падения напряжения (потери напряжения):

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H R + Q_{12}^H X}{U_1}, \quad (14.42)$$

где  $P_{12}^H$ ,  $Q_{12}^H$  — потоки мощности в начале передачи;  $R$ ,  $X$  — активное и реактивное сопротивления участка сети.

Активное и реактивное сопротивления электропередачи зависят от конструктивного выполнения линий электропередачи (воздушная или кабельная), от материала и сечения проводов или жил кабелей и от числа параллельно работающих линий. Материал и конструктивное выполнение линий обычно выбираются независимо от условий режима напряжений. Число параллельно работающих линий или трансформаторов также определяется по другим условиям (надежность электроснабжения, пропускная способность и т. д.).

Практически изменение сопротивлений сети при проектировании связывают с изменением режима напряжений в ней только в двух случаях.

Первым является проектирование электрических сетей низких и средних напряжений и заключается в выборе сечений проводов и жил кабелей с учетом отклонений напряжения у электроприемников — по так называемой допустимой потере напряжения.

Второй случай возникает при проектировании сооружения или реконструкции линий сверхвысоких напряжений и заключается в при-

менении устройств продольной компенсации параметров линии электропередачи.

Соотношение активного и индуктивного сопротивлений линий электропередачи зависит от класса номинального напряжения. В сетях низких и средних напряжений,  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ, как было показано, активное сопротивление выше индуктивного. Это характерно для распределительных сетей и сетей электроснабжения предприятий и городов. Поэтому в таких сетях может быть выполнено регулирование напряжения с помощью активного сопротивления сети. Это возможно на этапе проектирования сети при выборе сечений линий электропередачи по максимально допустимой потере напряжения

$$\Delta U_{\text{доп}}^{\text{max}} = U_1 - U_{2\text{доп}}^{\text{min}}, \quad (14.43)$$

где  $U_{2\text{доп}}^{\text{min}}$  — минимально допустимое значение напряжения на шинах нагрузки.

Максимально допустимую потерю  $\Delta U_{\text{доп}}^{\text{max}}$  можно записать через параметры сети и передаваемую мощность с учетом (14.42):

$$\Delta U_{\text{доп}}^{\text{max}} = \frac{P_{12}^{\text{H}} R + Q_{12}^{\text{H}} X}{U_1}.$$

Удельное реактивное сопротивление  $X_0$  воздушных и кабельных линий при изменении сечения изменяется мало [8–10], поэтому при выборе сечений в распределительных и местных сетях по допустимой потере напряжения удельные реактивные сопротивления считаются неизменными и равными средним значениям удельных реактивных сопротивлений данного вида проводников:  $X = X_0 \ell/n$ .

Активные сопротивления существенно зависят от сечения линий электропередачи, поэтому их изменение можно использовать для регулирования напряжения в сетях низких и средних напряжений на этапе проектирования при выборе сечений линий.

Минимально допустимое напряжение  $\dot{U}_{2\text{доп}}^{\text{min}}$  на шинах потребителя с учетом (14.42):

$$\dot{U}_{2\text{доп}}^{\text{min}} = \dot{U}_1 - \Delta U_{\text{доп}}^{\text{max}} = \dot{U}_1 - \frac{P_{12}^{\text{H}} R_{\text{max}} + Q_{12}^{\text{H}} X}{U_1}.$$

Тогда максимальное активное сопротивление  $R_{\text{max}}$ , обеспечивающее минимально допустимое напряжение  $\dot{U}_{2\text{доп}}^{\text{min}}$  на шинах потребителя:

$$R_{\max} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} U_1 - Q_{12}^H X}{P_{12}^H}. \quad (14.44)$$

Теперь, если выразить максимально допустимое активное сопротивление  $R_{\max}$  через сечение линии  $F$  ( $R = \rho \cdot \ell / (n \cdot F)$ ) и подставить выражение в (14.44), можно найти минимальное сечение  $F^{\min}$  линии электропередачи, обеспечивающее допустимую потерю напряжения

$$F^{\min} = \frac{\rho(\ell/n)P_{12}^H}{\Delta U_{\text{доп}} U_1 - Q_{12}^H X}, \quad (14.45)$$

здесь  $\rho$  — удельное сопротивление материала проводника линии.

В сетях напряжением 110 кВ и выше индуктивные сопротивления превышают активные, поэтому максимально допустимая потеря напряжения  $\Delta U_{\text{доп}}^{\max}$  в основном определяется индуктивным сопротивлением линий, которое мало зависит от сечения, и выбор сечений в питающих сетях по допустимой потере напряжения экономически нецелесообразен.

Для регулирования напряжения в таких сетях может применяться изменение реактивного сопротивления. Для изменения реактивного сопротивления в рассечку линии включаются конденсаторы. Продольная составляющая падения напряжения в линии до установки конденсаторов определяется по (14.42).

Если напряжение в конце линии ниже минимально допустимого  $U_2 < U_{2\text{доп}}^{\min}$ , то после включения в рассечку линии конденсатора с сопротивлением  $X_C$  напряжение можно повысить до  $U_{2\text{доп}}^{\min}$ :

$$U_{2\text{доп}}^{\min} = U_1 - \frac{P_{12}^H R + Q_{12}^H (X - X_C)}{U_1}. \quad (14.46)$$

Последовательное включение конденсаторов в линию называется *продольной компенсацией*. Установка продольной компенсации (УПК) позволяет уменьшить индуктивное сопротивление электропередачи при включении в рассечку линии емкости. На рис. 14.29 приведена схема включения УПК.

Установки продольной компенсации предназначены для изменения продольных параметров линий электропередачи с различными целями, в том числе и для поддержания необходимых уровней напряжения.

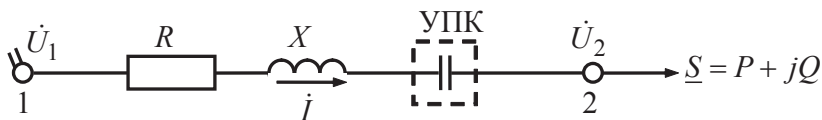


Рис. 14.29. Схема включения УПК в сеть

Векторная диаграмма регулирования напряжения с помощью УПК приведена на рис. 14.30.

На диаграмме вектор  $\dot{U}_2 < \dot{U}_{2\text{доп}}^{\min}$  — напряжение до включения УПК:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I} (R + jX) = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I} R - j\sqrt{3} \dot{I} X < \dot{U}_{2\text{доп}}^{\min}.$$

Напряжение  $\dot{U}_2 = \dot{U}_{2\text{доп}}^{\min}$  — результирующее после включения УПК:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I} R - j\sqrt{3} \dot{I} X + j\sqrt{3} \dot{I} X_c = \dot{U}_{2\text{доп}}^{\min},$$

здесь величина  $\sqrt{3} \dot{I} X_c$  — снижение продольной составляющей вектора падения напряжения на участке 1–2 за счет включения УПК.

Для УПК отношение емкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии, выраженное в процентах, называется процентом компенсации  $C$  (%):

$$C (\%) = \frac{X_c}{X} 100 \, \%.$$

На практике применяется частичная компенсация ( $C (\%) < 100 \%$ ) реактивного сопротивления линии. Полная или избыточная компенсация ( $C (\%) \geq 100 \%$ ) в распределительных сетях, непосредственно питающих нагрузку, обычно не применяется, так как это связано с возможностью появления в сети перенапряжений.

Применение УПК позволяет улучшить режимы напряжения в сетях. Однако следует учитывать, что повышение напряжения, создаваемое

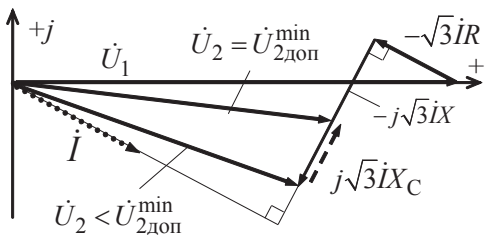


Рис. 14.30. Векторная диаграмма продольной компенсации

такими конденсаторами, зависит от значения и фазы тока, проходящего через УПК. Поэтому возможности регулирования последовательными конденсаторами ограничены. Наиболее эффективно применение УПК для снижения отклонений напряжения на перегруженных радиальных линиях.

В питающих сетях УПК — сложные в эксплуатации и дорогие установки. Необходимо применять специальные меры для их защиты от перенапряжений во время коротких замыканий. Отметим, что УПК применяют не только для регулирования напряжения, но и для повышения пропускной способности линий.

## Библиографический список

---

1. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Москва : Норматика, 2016. 464 с.
2. ГОСТ 32144–2013. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Москва : Стандартинформ, 2014.
3. Ананичева С. С. Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей : учеб. пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин. Екатеринбург : УрФУ, 2013. 102 с.
4. Ананичева С. С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах : учеб. пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин. Екатеринбург : УрФУ, 2013. 108 с.
5. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. 3-е изд., перераб. Москва : КНОРУС, 2012. 648 с.
6. Идельчик В. И. Электрические системы и сети : учеб. для вузов / В. И. Идельчик. Москва : Энергоатомиздат, 1989. 592 с.
7. Ананичева С. С. Основы электроснабжения : учеб. пособие / С. С. Ананичева, А. А. Алексеев, А. С. Бердин. Екатеринбург : УГТУ, 2005. 91 с.
8. Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е изд., перераб. и доп. / под ред. Д. Л. Файбисовича. Москва : ЭНАС, 2012. 376 с.: ил.
9. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / под ред. Е. Ф. Макарова. Москва : Папирус ПРО, 2003. Т. 2. 622 с.
10. Ананичева С. С. Справочные материалы для проектирования : уч.-метод. пособие / С. С. Ананичева, С. Н. Шелюг. Екатеринбург : УрФУ, 2015. 86 с.
11. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Феде-

рации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» Зарегистрировано в Минюсте РФ 12 февраля 2009 г. Регистрационный N 13314.

12. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Динамика, структура, методы анализа и мероприятия / В. Э. Воротицкий [и др.]. Москва : Энергосбережение, 2005. № 2, 3.



*Учебное издание*

**Ананичева** Светлана Семеновна  
**Шелюг** Станислав Николаевич

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ  
СИСТЕМЫ И СЕТИ**

Редактор О. С. Смирнова  
Верстка О. П. Игнатьевой

Подписано в печать 19.08.2019. Формат 70×100/16.  
Бумага офсетная. Цифровая печать. Усл. печ. л. 23,9.  
Уч.-изд. л. 15,4. Тираж 40 экз. Заказ 14.

Издательство Уральского университета  
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ  
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5  
Тел.: +7 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41  
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ  
620083, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4  
Тел.: +7 (343) 358-93-06, 350-58-20, 350-90-13  
Факс: +7 (343) 358-93-06  
<http://print.urfu.ru>



